EDITIONS
LE MONITEUR

SÉRIE | ENVIRONNEMENT ET SÉCURITÉ

Anne Labouret • Michel Villoz

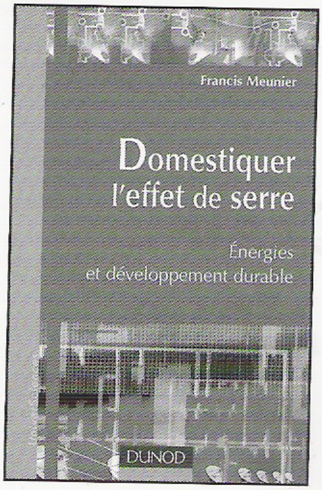
ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

2e édition

DUNOD

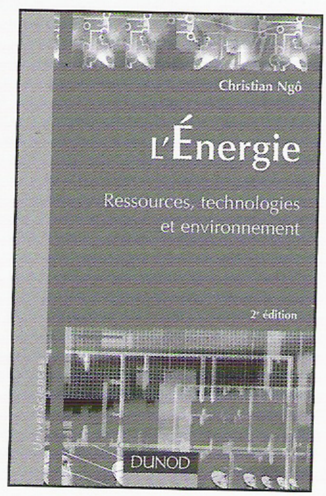
ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

CHEZ LE MÊME ÉDITEUR



F. Meunier
Domestiquer l'effet de serre : énergies et développement durable,
184 p.

C. Ngô
L'Énergie : ressources, technologies et environnement, 2e édition,
160 p.



AVANT-PROPOS

Depuis la fin des années 1990, le marché du solaire photovoltaïque connaît une croissance très rapide (plus de 30 % par an). Le secteur le plus porteur est aujourd'hui celui de la connexion au réseau grâce à de fortes incitations locales : le rachat du courant « vert » produit par des sources renouvelables, en Allemagne notamment, des aides conséquentes à l'investissement, par exemple au Japon, et des mesures de défiscalisation comme dans les DOM français. On assiste donc à un déplacement des acteurs principaux des États-Unis vers le Japon et l'Europe, à de nombreuses créations d'entreprises et évolutions de sociétés qui n'opéraient peut-être pas dans ce domaine il y a cinq ans.

En Europe, d'autres pays comme l'Espagne et l'Italie pourraient rejoindre l'Allemagne dans son effort de promotion du photovoltaïque, ce qui améliorerait encore la durabilité de cette croissance et permettrait de réduire le coût futur des systèmes. En France, bien que les incitations soient moins fortes, l'offre et la demande se développent également, mais à un rythme moindre.

En terme de rentabilité pure, l'énergie solaire photovoltaïque est aussi une excellente solution technique, hors des zones électrifiées, dans un grand nombre d'applications domestiques et professionnelles où elle rend un service d'autonomie irremplaçable. Ce marché des systèmes autonomes, même s'il a bénéficié de la croissance des installations connectées au réseau, est plus lent à se développer (croissance évaluée à 15 %), et sa part de marché du photovoltaïque installé dans le monde est passée d'environ 45 % en 1999 à 25 % en 2003. Il faut dire que la puissance installée par équipement est moindre que dans les systèmes raccordés.

Plus largement, le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables est dû sans aucun doute à la prise de conscience mondiale qui débouche sur la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO_2 et pour prévenir une pénurie énergétique majeure. Les soubresauts récents du cours du pétrole le montrent bien : l'énergie est plus que jamais un enjeu majeur des sociétés modernes.

Anne Labouret • Michel Villoz

ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

2e édition

EDITIONS LE MONITEUR

DUNOD

DUNOD éditeur et les auteurs remercient les sociétés Apex BP Solar, CMR, Dynatex, Photowatt International, Solems, Total Énergie, TTA de leur avoir cédé les droits de reproduction sur les photos présentes en pages intérieures de ce livre.

Les auteurs tiennent également à remercier vivement MM. Yvan Cyphelly de la société CMR et Xavier Vallve de la société TTA de leur avoir procuré les si intéressants documents sur les applications rurales du photovoltaïque.

Illustrations intérieures : Alain et Ursula BOUTEVEILLE-SANDERS

ISBN 2 10 049052 4

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS

Depuis la fin des années 1990, le marché du solaire photovoltaïque connaît une croissance très rapide (plus de 30 % par an). Le secteur le plus porteur est aujourd'hui celui de la connexion au réseau grâce à de fortes incitations locales : le rachat du courant « vert » produit par des sources renouvelables, en Allemagne notamment, des aides conséquentes à l'investissement, par exemple au Japon, et des mesures de défiscalisation comme dans les DOM français. On assiste donc à un déplacement des acteurs principaux des États-Unis vers le Japon et l'Europe, à de nombreuses créations d'entreprises et évolutions de sociétés qui n'opéraient peut-être pas dans ce domaine il y a cinq ans.

En Europe, d'autres pays comme l'Espagne et l'Italie pourraient rejoindre l'Allemagne dans son effort de promotion du photovoltaïque, ce qui améliorerait encore la durabilité de cette croissance et permettrait de réduire le coût futur des systèmes. En France, bien que les incitations soient moins fortes, l'offre et la demande se développent également, mais à un rythme moindre.

En terme de rentabilité pure, l'énergie solaire photovoltaïque est aussi une excellente solution technique, hors des zones électrifiées, dans un grand nombre d'applications domestiques et professionnelles où elle rend un service d'autonomie irremplaçable. Ce marché des systèmes autonomes, même s'il a bénéficié de la croissance des installations connectées au réseau, est plus lent à se développer (croissance évaluée à 15 %), et sa part de marché du photovoltaïque installé dans le monde est passée d'environ 45 % en 1999 à 25 % en 2003. Il faut dire que la puissance installée par équipement est moindre que dans les systèmes raccordés.

Plus largement, le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables est dû sans aucun doute à la prise de conscience mondiale qui débouche sur la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO_2 et pour prévenir une pénurie énergétique majeure. Les soubresauts récents du cours du pétrole le montrent bien : l'énergie est plus que jamais un enjeu majeur des sociétés modernes.

Or les énergies fossiles sont un concentré d'énergie naturelle qui s'est formé très lentement lors de la gestation de la Terre. Cette richesse ne doit-elle pas être considérée à sa vraie valeur, soit au coût du combustible que nous serions capables de produire de manière régulière, par exemple par la culture d'oléagineux ? En considérant la valeur réelle des énergies, les sources renouvelables deviennent tout à fait compétitives et les fossiles devraient être utilisées comme stockage exceptionnel permettant par exemple de passer les périodes d'ensoleillement faible (lorsque le photovoltaïque ne produit pas) ou de vent faible (en secours de la source éolienne) dans des réseaux à sources multiples où l'on tire parti du potentiel maximal des renouvelables.

D'autre part, on estime qu'actuellement plus de deux milliards de personnes ne sont pas reliées à un réseau électrique et ne le seront pas dans un avenir proche. En fait la majorité d'entre elles ne sera jamais reliée à un réseau national pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoins. Pour ces populations, les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité.

Cette couverture des besoins élémentaires pour la lumière, la réfrigération, le traitement de l'eau ou les télécommunications permet d'améliorer la santé et de développer des activités supplémentaires dans le domaine artisanal par exemple.

L'énergie solaire photovoltaïque, à l'origine développée pour l'alimentation des satellites, s'est imposée comme source alternative d'énergie après les chocs pétroliers des années 1970. Au départ cantonné comme niche de produits de petites sociétés sensibles à l'environnement, le photovoltaïque est devenu aujourd'hui une industrie moderne où les principaux investissements proviennent de grandes sociétés pétrolières ou d'électronique. La qualité des panneaux solaires photovoltaïques, fabriqués dans des usines fortement automatisées, s'est grandement améliorée, et la plupart des constructeurs offrent des garanties de 15 à 25 ans. Les technologies de stockage, après avoir longtemps boudé ce type d'application, batteries au plomb en tête, progressent également en direction des énergies renouvelables et améliorent la fiabilité des solutions.

Le paysage énergétique change, les acteurs dans ce métier se multiplient, les techniques évoluent, l'information et la formation sont plus que jamais indispensables.

INTRODUCTION

L'exploitation directe de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité, et c'est cette dernière, énergie solaire photovoltaïque, qui fait l'objet de ce livre.

Une installation photovoltaïque réussie passe d'abord par une démarche d'économie d'énergie, puis par une conception et une installation rigoureuse avec des composants qui répondent au besoin et tiennent leur promesses. Pour aider les professionnels à atteindre ce résultat, ce livre propose des outils de base aux concepteurs et maîtres d'ouvrage impliqués dans des installations photovoltaïques. On y trouve les démarches concrètes pour élaborer et optimiser un cahier des charges, calculer les composants nécessaires – panneaux solaires, batterie, régulateur et autres –, les mettre en place et les entretenir.

Le chapitre 1 est un résumé des possibilités et des limites de l'énergie photovoltaïque qui permettra au lecteur d'acquérir dès le départ les connaissances de base et les bons ordres de grandeur.

Le soleil, l'énergie qu'il dispense et les mécanismes de la conversion de la lumière en électricité sont décrits aux chapitres 2 et 3. Ces aspects un peu plus fondamentaux ne sont pas indispensables au reste de l'exposé mais intéresseront ceux que l'énergie solaire intrigue et qui veulent comprendre les phénomènes qui la régissent.

Ensuite, sont détaillés au chapitre 4 le fonctionnement et l'optimisation des modules photovoltaïques et autres composants : batteries, régulateurs, convertisseurs…, ceci afin de bien comprendre les caractéristiques des diverses technologies disponibles et en développement.

Le chapitre 5, lui, fait un tour d'horizon des applications actuelles ainsi que des récepteurs (appareils électriques) adaptés à l'énergie photovoltaïque.

La présentation des méthodes de conception et des règles d'installation, au chapitre 6, est immédiatement suivie, dans le chapitre 7, de leur mise en pratique au cours de trois cas concrets.

Cette structure ouverte permet au lecteur de se concentrer sur l'approche qui lui semble la plus pertinente par rapport à son besoin.

Chapitre 1

L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE, POURQUOI, COMMENT ?

Nous souhaitons à travers cette première partie répondre aux questions de base qui se posent pour savoir ce qu'est l'énergie photovoltaïque, estimer ce qu'elle produit et combien elle coûte. Ceci afin que l'on puisse décider rapidement si l'énergie photovoltaïque est intéressante pour une application et quel type de montage peut fonctionner dans un cas donné. Tous ces points seront repris en détail dans les chapitres qui suivent.

1.1 Qu'est-ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?

Électricité ou chaleur ?

L'énergie solaire *photovoltaïque* convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en *électricité*. Elle utilise pour ce faire des *modules photovoltaïques* composés de *cellules solaires* ou de *photopiles* qui réalisent cette transformation d'énergie (*cf.* chapitre 3).

Elle est radicalement différente de l'énergie solaire *thermique* qui, quant à elle, produit de la *chaleur* à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe-eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ».

Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire *thermodynamique*, qui fonctionne sur un principe de concentration des rayons solaires au moyen de miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.

Ces aspects de l'énergie solaire ne sont pas traités dans cet ouvrage, qui est strictement dédié à l'énergie photovoltaïque. On évitera donc le terme « capteur solaire » car il maintient l'ambiguïté entre les différentes techniques.

REMARQUE

Seuls ces capteurs thermiques sont intéressants pour les applications de chauffage solaire. Il serait aberrant de chauffer avec l'électricité issue de modules photovoltaïques, cette solution aurait un très mauvais rendement global et serait beaucoup plus onéreuse.

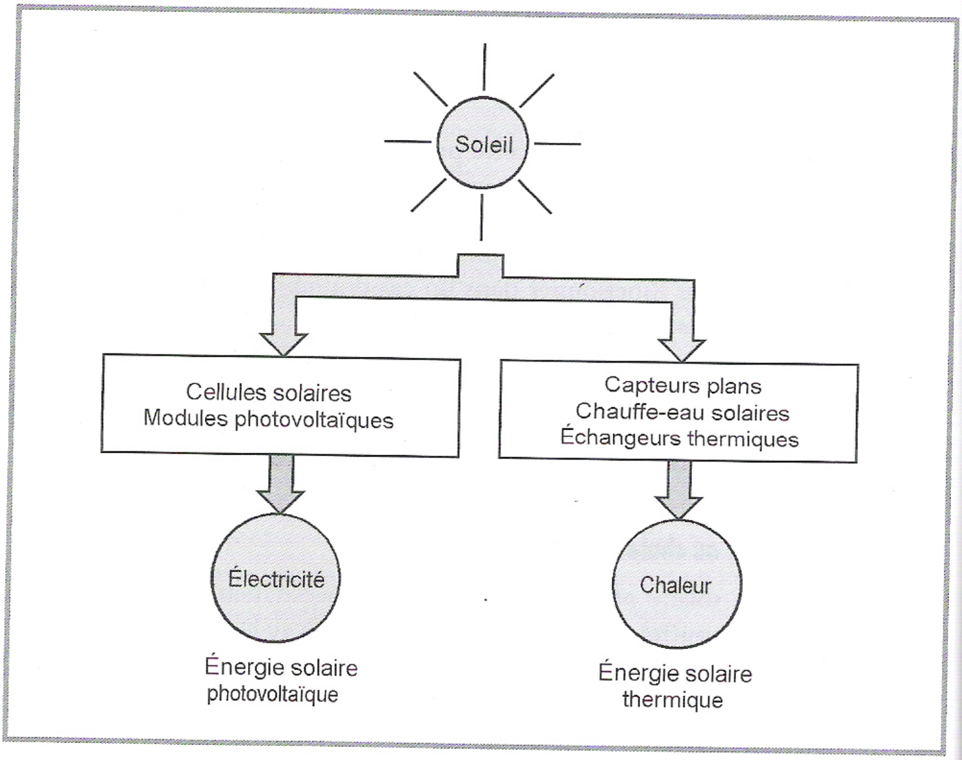


Figure 1.1 – Les deux types d'énergie solaire

Faut-il nécessairement du soleil ?

La réponse est non, bien entendu. Sinon, bien des systèmes seraient en panne dans nos pays tempérés ! Le terme *énergie solaire* est un peu ambigu : en effet, toute source lumineuse peut être convertie en électricité. Certains préféreront pour cette raison l'expression *énergie lumière*. Ceci dit, le soleil étant la source la plus intense de notre environnement, la production est toujours supérieure sous exposition au soleil. On dispose de très nettement moins de flux lumineux en intérieur (dans un bâtiment, sous éclairage artificiel). L'énergie « lumière » récupérable est nettement plus faible que dehors et les applications ne peuvent pas être les mêmes. Notre pupille, elle, s'adapte aux divers éclairements et atténue ces contrastes lumineux.

Schématiquement, si l'on attribue le chiffre 1 000 à un ensoleillement maximum de type « temps radieux », un ciel nuageux, quant à lui, rayonnera entre 100 et 500, et une ambiance intérieure entre 1 et 10.

Ainsi, on peut produire jusqu'à 1 000 fois plus d'énergie photovoltaïque en extérieur qu'en intérieur.

Il n'est donc pas question d'installer une pompe photovoltaïque dans une salle ! Les applications de pompage, de réfrigération et d'éclairage nécessitent des modules photovoltaïques situés dehors. Et dans une ambiance intérieure, on pourra développer des applications électroniques, horlogères et autres, de faible consommation électrique (*cf.* chapitre 5).

Les capteurs photovoltaïques ne seront pas non plus les mêmes selon les applications, les technologies étant adaptées, pour certaines au fort éclairement et pour d'autres aux faibles éclairements (voir l'influence de l'éclairement au § 3.3.2, chapitre 3).

Courant continu

Les cellules solaires et les modules photovoltaïques produisent de l'électricité en *courant continu* (DC = *Direct Current*) comme les batteries, et non pas comme celle du secteur, qui en France est en *courant alternatif* 230 VAC (*Alternative Current*) à la fréquence de 50 Hz.

Pour alimenter des appareils en courant alternatif à partir de l'énergie photovoltaïque, on a donc besoin de convertisseurs DC/AC qui produisent un courant alternatif à partir du continu. On les appelle aussi *onduleurs*.

Les tensions habituelles des panneaux photovoltaïques disponibles sur le marché sont celles des batteries (12 V ou 24 V… par exemple), puisque c'est souvent à travers un stockage que l'énergie est utilisée.

1.2 De quoi se compose un système photovoltaïque ?

Un module photovoltaïque seul ne suffit généralement pas pour alimenter régulièrement une application. Tout comme l'éclairement, l'énergie qu'il fournit est très variable, et toujours en courant continu : il faut souvent la stocker et parfois la transformer. On appelle *système photovoltaïque* l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité. Voyons quelles sont ses fonctions (*figure 1.2*).

Les fonctions entre parenthèses ne sont pas toujours présentes, cela dépend du cas de figure (nous le détaillons ci-après). Quant à la fonction « Contrôler », elle est indispensable pour veiller à ce que les composants ne soient pas endommagés

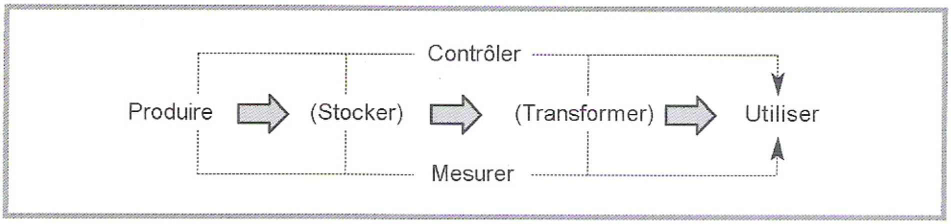


Figure 1.2 – Fonctions principales d'un système photovoltaïque

et durent le plus longtemps possible, surtout la batterie, qui a la durée de vie la plus faible. « Mesurer » est utile pour avoir des informations sur le fonctionnement de l'ensemble.

Voyons maintenant les différentes configurations de systèmes photovoltaïques.

Systèmes autonomes « au fil du soleil »

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux.

On peut les trouver dans les deux cas suivants :

Alimentation directe

Dans ce cas, les fonctions se réduisent à PRODUIRE et UTILISER.

L'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence de lumière et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée.

C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de lumière. S'il y a de la lumière, ça fonctionne, sinon ça s'arrête.

Mais il faut calculer le panneau ou la cellule solaire de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairement le plus faible rencontré, et c'est souvent contraignant puisque par le fait, on ne profite pas toujours des éclairements plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération du surplus d'énergie solaire.

Voici deux exemples concrets.

Un *ventilateur* est un appareil bien utile dans les pays chauds. Avantage évident du solaire dans ce cas : la concordance entre le besoin et la fourniture d'énergie. Plus il fait beau et chaud, plus le panneau solaire produit, et plus le ventilateur tourne vite ! (on ajoutera cependant un dispositif de protection pour éviter la surchauffe du moteur). Le fonctionnement demandé imposera que ce ventilateur démarre par exemple à 400 W/m^2. L'élément photovoltaïque sera choisi de façon à fournir la puissance de démarrage du moteur dès cet éclairement seuil. Il peut

être intéressant d'ailleurs d'avoir un stockage de courte durée, ou un « booster » électronique (sorte de démarreur) pour gérer ces appels de courant au démarrage.

La *calculette* (premier et très grand succès de la cellule solaire) fonctionne également en alimentation quasi directe. Un condensateur est placé en « tampon » entre la photopile et les circuits, pour assurer les courants de démarrage des circuits et stocker les informations en mémoire en cas de perte momentanée de lumière. C'est un stockage certes, mais de très courte durée. En ce qui concerne le choix de la cellule solaire, elle doit être capable d'alimenter les circuits en régime stationnaire sous un éclairement compatible avec la lecture de l'écran (soit environ 100 lux).

Le pompage au fil du soleil

Il s'agit de stocker de *l'eau dans un réservoir*. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un convertisseur. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable, directement fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression « au fil du soleil ».

Quant à l'utilisation, elle pourra se faire à n'importe quel moment, en tirant sur le réservoir (voir le cas présenté au § 7.3, chapitre 7).

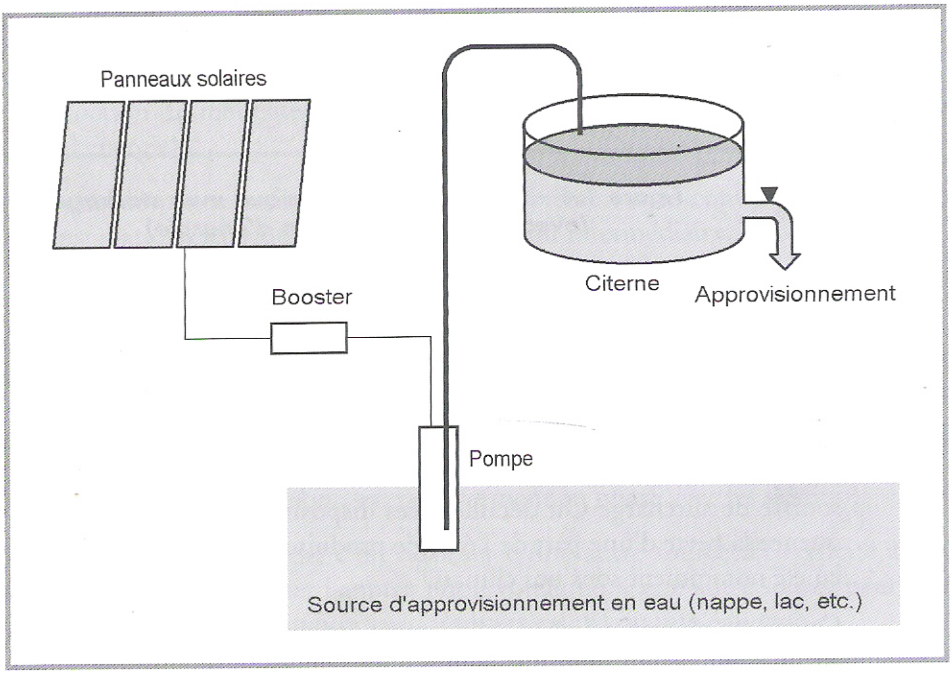


Figure 1.3 – Système de pompage « au fil du soleil »

Systèmes autonomes avec stockage

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent *Stand-Alone Systems*. L'ensemble est le plus souvent en courant continu (DC), ce qui est préférable car plus simple. Mais dès que l'on touche à l'habitat, il y a presque toujours des appareils en courant alternatif (AC) à alimenter. Tout simplement parce qu'ils n'existent pas en continu (*cf.* chapitre 5).

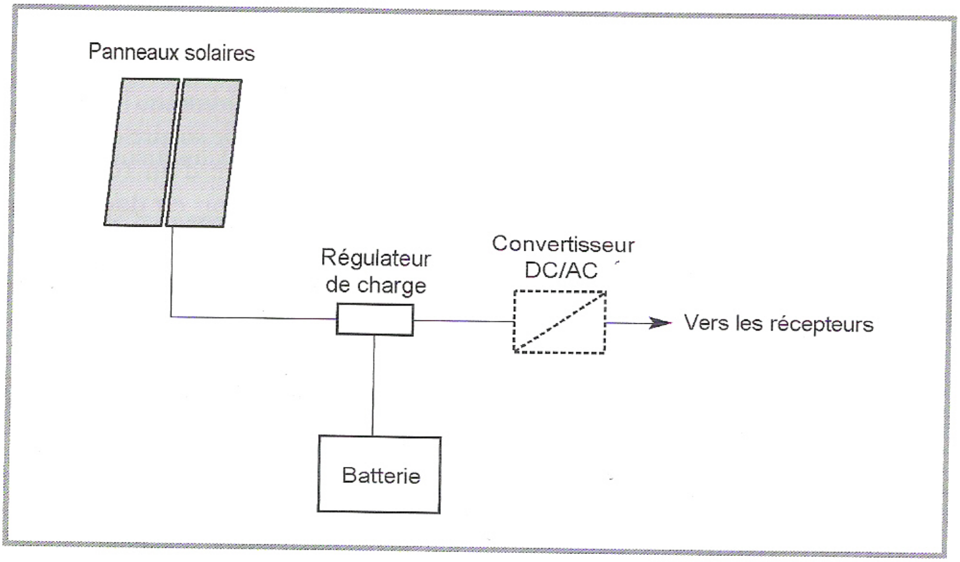


Figure 1.4 – Système photovoltaïque avec stockage (avec ou sans conversion d'énergie)

La batterie d'un tel système se charge le jour, et sert de « réservoir » d'énergie en permanence, tout comme la citerne d'eau du système de pompage solaire décrit précédemment. Elle peut sans problème, à un instant donné, recevoir un courant de charge et débiter un courant de décharge de valeur différente. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge. Lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge On détaillera ces dispositifs au § 4.3. Ceci a pour conséquence la perte d'une part de l'énergie produite (excédentaire pour l'application) en été notamment sous nos climats.

Quand un récepteur doit nécessairement fonctionner en courant alternatif – noté AC – (c'est quand même la forme d'électricité la plus utilisée à ce jour !), on recourt à une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) en sortie de batterie. Cela n'est pas sans conséquence, notamment :

– augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation ;

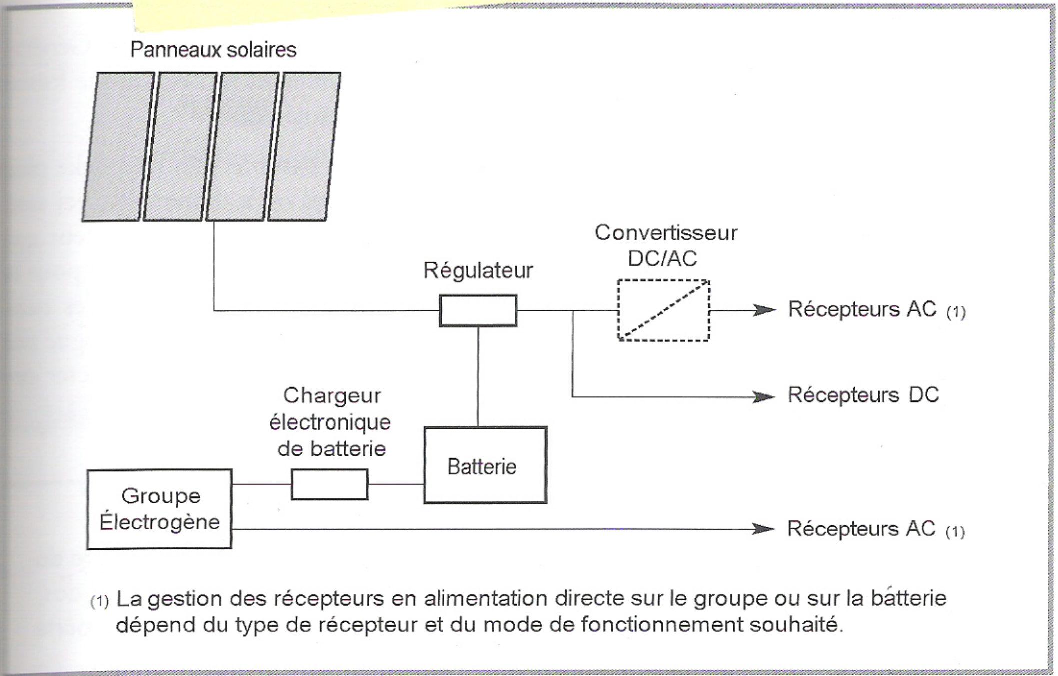


Figure 1.5 – Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène

- réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100 % de l'énergie) ;
- risque de panne complète en cas de problème sur le convertisseur si toute l'installation électrique est alimentée par son intermédiaire.

Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, les consommateurs que nous sommes ne sont pas des machines et ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons !

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi « génératrice ») ou une éolienne.

On retiendra l'éolienne si le site est bien venté, de préférence au cours des saisons où l'ensoleillement est plus bas. Mais quand l'approvisionnement en diesel est possible, le groupe électrogène est plus confortable, car on y a recours à volonté. Et il permet en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (EDF en France). Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national. Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur, et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Car il doit respecter des normes sur sa qualité « sinusoïdale ».

REMARQUE

Ces systèmes ne sont pas des alimentations de secours en cas de coupure du réseau, car ils ne comportent aucune réserve d'énergie. Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

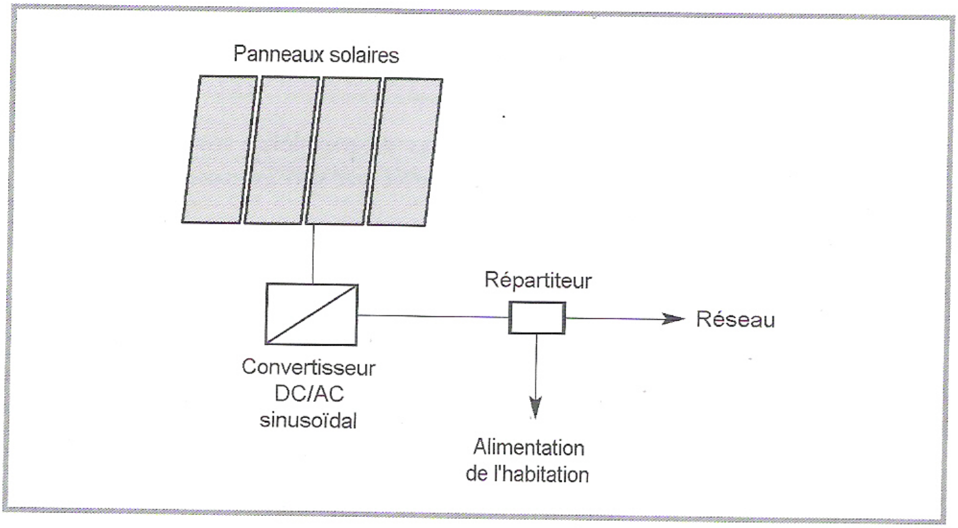


Figure 1.6 – Système photovoltaïque raccordé au réseau

Par rapport à un système autonome, on gagne sur les points suivants :

– exploitation de la totalité de l'énergie photovoltaïque issue des panneaux (le stockage est « infini ») ;

– économie de l'ordre de 40 % sur les investissements (les batteries en moins) ;

– maintenance quasi inexistante (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention) ;

– meilleure durée de vie du système.

Cette solution est plus rentable que l'alimentation photovoltaïque purement indépendante, mais malheureusement encore très onéreuse en comparaison d'une alimentation électrique à 100 % sur réseau (*cf.* § 1.4).

1.3 Quelle production d'énergie, quel coût ?

Pour les unités (W, Wh, Ah…) se reporter à l'annexe 1.

Combien produit un module photovoltaïque ?

En extérieur (sous exposition solaire), la production électrique d'un panneau dépend de :

– ses dimensions ;

– sa technologie ;

– du rayonnement reçu ;

– de la durée d'exposition.

En valeur instantanée, sous un ensoleillement maximum de 1 000 W/m^2, un module photovoltaïque en silicium cristallin de 1 m^2 produit une puissance instantanée d'environ 100 W.

En valeur globale sur une journée, s'il est placé de façon optimale, on peut appliquer les règles suivantes :

– En France/Suisse/Belgique : 1 m^2 donne entre 100 et 500 Wh par jour entre l'hiver et l'été, et selon les régions.

– En Afrique : 1 m^2 donne entre 300 et 600 Wh par jour selon le pays.

Un tel panneau d'1 m^2 coûte environ 400 à 500 €.

Et le stockage de l'énergie ?

On a vu plus haut que certaines applications sont possibles en *alimentation directe*, sans stockage. D'autres doivent impérativement pouvoir fournir du courant à tout moment, y compris quand le courant consommé est supérieur au courant produit au moment de l'utilisation. C'est le cas de la plupart des applications *avec stockage*.

Notamment les applications domestiques : nos éclairages fonctionnent surtout la nuit, et le frigidaire doit marcher 24 h/24 !

Imaginons un promeneur qui boit l'eau d'une source. Il ne pourra boire que ce qui sort de terre à un instant donné. Si c'est nécessaire, il stockera de l'eau dans sa gourde pour en disposer après avoir quitté le point d'eau. Mais s'il sait qu'il y a de nombreuses sources sur son parcours, il n'en fera rien, et ne s'encombrera pas d'une gourde pleine. Il en est de même pour l'électricité photovoltaïque. Le stockage sera dimensionné pour assurer le fonctionnement pendant les périodes où la production photovoltaïque est nulle ou inférieure au besoin.

Les batteries les plus utilisées dans le domaine du photovoltaïque sont encore les batteries plomb, qui bien qu'encombrantes, présentent le meilleur rapport qualité-prix. Toutes les batteries plomb ne sont pas utilisables pour le solaire et des technologies ont été spécifiquement développées pour cette application (*cf.* § 4.2).

La capacité d'une batterie, exprimée en ampères · heure (Ah), donne la quantité d'électricité que l'on peut stocker sous une tension nominale, exprimée en volts (V). Les batteries usuelles pour le solaire se présentent soit en éléments 2 V montés en série, soit en blocs 6 ou 12 V.

Évaluation de faisabilité et de coût

Nous chiffrons ici un *système autonome avec stockage* du type de celui représenté à la *figure 1.4*, sans conversion d'énergie. Insistons sur le fait qu'il s'agit d'une simple estimation. Des calculs plus poussés sont toujours nécessaires (voir chapitres 6 et 7). Souvent, il est préférable de confier ces calculs à un professionnel de l'énergie solaire, car de nombreux cas particuliers se présentent et le bilan d'énergie doit être précis si l'on veut un service performant au moindre coût.

REMARQUE

Contrairement à ce que l'on pourrait croire au premier abord, il ne faut pas monter un panneau de 50 W pour alimenter un appareil qui consomme 50 W en permanence. Ce n'est pas si simple ! Raisonner ainsi, c'est oublier le paramètre « temps », qui est essentiel. En effet, un panneau dit « 50 W » fournira cette puissance uniquement sous un fort ensoleillement, pendant une durée variable, au mieux quelques heures dans la journée. Tout le reste du temps il produira moins, voire rien du tout pendant la nuit. On ne pourra donc certainement pas disposer de 50 W en permanence avec un tel panneau.

Pour ce calcul approché, on aura besoin de valeurs d'ensoleillement fournies par les stations météorologiques. Le chapitre 2 donne les détails sur ce point, mais à

ce stade nous allons utiliser les données de la ville de Nantes (en France), figurant en annexe 2.

Les étapes de calcul

1. On évalue la consommation électrique de l'application sur 24 h qui est égale à la puissance consommée multipliée par la durée de fonctionnement sur 24 h.

Exemple : appareil consommant 20 W (sous 24 VDC).

Consommation totale de l'application par jour :

$$20 \text{ W} \times 24 \text{ h} = 480 \text{ Wh.}$$

2. On estime la quantité de panneaux solaires à mettre en œuvre.

Pour ce faire, on divise la consommation par l'ensoleillement journalier le plus défavorable sur la période d'utilisation du lieu d'implantation, et dans la position du panneau (orientation et inclinaison retenues). Voir les explications ci-dessous (En savoir plus).

Exemple : Pour Nantes, en décembre, à l'orientation Sud et à l'inclinaison optimale de 60° par rapport à l'horizontale, la valeur globale d'ensoleillement journalier moyen est de 1,84 kWh/m^2 · jour (voir annexe 2).

D'où la puissance des panneaux solaires à mettre en œuvre :

$$\frac{480 \text{ Wh}}{1{,}84 \text{ h}} = 261 \text{ W}.$$

Puis, on augmente ce résultat d'un coefficient de pertes de 0,7 pour une première estimation.

Exemple : Puissance réelle compte tenu des pertes :

$$\frac{261 \text{ W}_c}{0{,}7} = 373 \text{ W}_c.$$

Sachant que le panneau de 100 W_c fait 1 m^2, cette application demandera 4 m^2 de modules photovoltaïques (4 panneaux 100 W_c).

EN SAVOIR PLUS

Ce calcul peut paraître étrange. Pourquoi diviser la consommation par l'ensoleillement ?

En fait, puisque l'ensoleillement n'est pas constant lors d'une journée, on ne calcule pas ce que produit le panneau à chaque instant, mais globalement sur la journée. On considère schématiquement que la journée dure *N* heures, à un ensoleillement de 1 000 W/m^2. Dans notre exemple, 1,84 kWh/m^2 · jour est assimilé à 1,84 h d'un ensoleillement de 1 000 W/m^2.

Et comme le panneau débite sa puissance crête à cet ensoleillement de 1 000 W/m², il le fera pendant l'équivalent de *N* heures. Donc il fournira pendant cette journée, une énergie (en Wh) égale au produit de sa puissance crête (en W) par ces *N* heures (h) :

Énergie produite (Wh) = *Puissance crête des panneaux* (W)
× *Heures équivalentes d'ensoleillement* (h)

Il suffit de retourner cette formule pour calculer une puissance crête à partir d'une consommation et d'un ensoleillement journalier (ces calculs sont détaillés au § 6.1).

3. Capacité du stockage

Le stockage se calcule à partir du nombre de jours d'autonomie nécessaire (en moyenne 7 jours pour la France, pour pallier les successions de jours mal ensoleillés). On raisonne alors en Ah.

Le besoin de capacité est donc théoriquement de :

$$\frac{480 \text{ Wh} \times 7 \text{ jours}}{24 \text{ V}} = 140 \text{ Ah} \text{ pour 7 jours.}$$

Mais comme la batterie verra sa capacité réduite par le froid et d'autres contraintes techniques, il faut diviser ce résultat par un coefficient de pertes que l'on prendra égal à 0,7 dans cet exemple.

La capacité réelle nécessaire est donc de : $\frac{140 \text{ Ah}}{0{,}7} = 200 \text{ Ah}$.

4. Régulation de charge

La régulation de charge sera dimensionnée pour 400 W de panneaux solaires sous 24 V, avec une marge de 50 % environ, soit un courant de pointe de :

$$\frac{400 \text{ W}}{24 \text{ V}} \times 1{,}5 = 25 \text{ A}.$$

5. Évaluation du coût

Notre système photovoltaïque sera donc composé de :

- 4 modules photovoltaïques de 100 W_c en 24 V ;
- 1 batterie 200 Ah en 24 V ;
- 1 régulateur charge-décharge de 24 V – 25 A ;
- des accessoires de montage : supports mécaniques de panneaux, câbles, boîtiers de raccordement…

On s'aperçoit qu'un tel système photovoltaïque de base (sans conversion d'énergie) comprenant des modules photovoltaïques, un régulateur charge-décharge et des batteries « solaires » au plomb en technologie ouverte (la plus courante) coûte environ 3 000 €[1], soit presque 8 €/W_c hors installation.

1.4 Pourquoi choisir le photovoltaïque ?

D'un point de vue économique, le recours au photovoltaïque se pose souvent en terme de choix par rapport à une autre source d'électricité :

- réseau national ou régional ;
- piles jetables ;
- accumulateurs + chargeur ;
- groupe électrogène ;
- éolienne…

D'un point de vue plus large, étant donné la nécessité de recourir à moyen et long terme à de nouvelles formes d'énergie, pour compléter ou remplacer à terme les sources fossiles, il est intéressant (voire urgent) d'installer le plus possible de systèmes à base d'énergie renouvelable (photovoltaïque et autres) partout où les financements sont disponibles, pour préparer l'avenir.

Passons en revue les principaux cas de figure et les arguments qui plaident en faveur du photovoltaïque. Toutes les applications que l'on cite rapidement ici sont décrites en détail au chapitre 5 et dans les cas pratiques (chapitre 7).

L'électricité isolée

C'est là que l'énergie solaire est la plus compétitive, quand il n'y a aucune autre source d'énergie et que l'on peut installer des panneaux en extérieur. Souvent, les frais de raccordement au réseau sont supérieurs aux frais d'installation du système photovoltaïque. On utilise donc le photovoltaïque le plus souvent pour :

- l'électrification rurale dans les pays en voie de développement : alimentation des habitations, des centres de santé, des besoins agricoles, pompage…
- les habitations isolées, les refuges, les habitations sur îlots…
- des installations professionnelles isolées (relais télécoms par exemple).

Compte tenu des millions de personnes dans le monde qui vivent hors de toute zone électrifiée, on peut imaginer tout l'intérêt d'une telle technologie. Cependant, il existe des freins, d'ordre sociologique, technique et financier. Les budgets à mettre

1. Prix HT 2004 pour un consommateur professionnel mais pour de petites quantités.

en place sont importants et il faut aussi assurer la formation et la maintenance. Des efforts constants sont menés dans ce sens par des ONG, par exemple en France par Énergies pour le Monde (voir « Adresses utiles » en fin d'ouvrage).

L'électricité portable

L'électronique individuelle, les appareils de mesure, les loisirs… l'électricité embarquée est partout. L'intérêt du solaire dans ces applications portables dépend d'un certain nombre de facteurs, il n'y a pas de règle générale.

- Par rapport aux piles jetables, cela dépend énormément de la situation, en particulier de l'énergie lumière récupérable, mais il n'est pas rare que le recours à l'énergie photovoltaïque (souvent sous forme de cellule solaire de petite taille) soit compétitif, comme dans le cas de la calculette, ou des applications nautiques.
- Par rapport aux batteries rechargeables, l'enjeu est la consommation de l'appareil comparée à sa taille ou la nécessité d'espacer les recharges. Sur un petit objet, le téléphone portable par exemple, il est fréquent que la place ne soit pas suffisante pour une photopile apportant une part significative de l'énergie. Surtout lorsque l'objet est le plus souvent sous éclairage artificiel, faiblement énergétique.

Il peut aussi être intéressant de coupler les énergies : la cellule solaire assurant par exemple la consommation de veille, ou la prolongeant, et les recharges sur secteur la consommation de fonctionnement.

Le photovoltaïque en présence d'un réseau électrique

L'énergie de secours

Exceptionnellement, il arrive que l'électricité du réseau soit présente, mais pas sous la forme souhaitée (compteur non disponible, tension trop élevée…). La conversion d'énergie peut s'avérer trop compliquée. Des panneaux solaires sur des lignes EDF aériennes moyenne tension, par exemple, ça existe. Pour des mesures ou des contrôles de la ligne elle-même.

Parfois aussi, il est nécessaire de disposer d'une énergie indépendante supplémentaire (sécurité en cas de panne de réseau, maison de campagne fermée une partie de l'année…). L'énergie photovoltaïque est intéressante dans ce cas, il convient de la comparer à une solution « alimentation secourue » qui consiste à charger des batteries pour en disposer en différé.

Cas typique : une borne d'appel de secours au bord de l'autoroute, elle doit pouvoir fonctionner même en cas de rupture de l'alimentation classique, par exemple lors d'une catastrophe impliquant une chute de poteaux d'alimentation électrique.

Le « tout photovoltaïque » : pas justifié

Mais plus généralement, avec les données actuelles des pays développés, la solution énergie photovoltaïque n'est pas rentable lorsque le réseau est présent.

En se plaçant du point de vue de l'utilisateur, s'il compare le coût de l'électricité au kWh dans les deux cas de figure (électricité du réseau par rapport à l'électricité d'origine photovoltaïque), en intégrant la totalité des frais d'installation du système photovoltaïque et sa durée de vie, on arrive généralement à la conclusion que la durée d'amortissement sera supérieure à 50 ans. Pour s'en persuader, reprenons les données de notre estimation chiffrée du § 1.3.

Supposons que notre utilisateur ne soit pas abonné à EDF, bien qu'il dispose de la ligne, et qu'il compare la solution « raccordement EDF » à la solution « tout photovoltaïque ».

Le système de 400 W_c que nous avons chiffré ci-dessus va produire dans l'année entre 700 et 2 000 Wh par jour selon la saison dans la région de Nantes où il est installé. Dans cette région de France, on estime à 1 000 kWh/an la production d'un champ de panneaux solaires de 1 kW_c[1]. Soyons optimistes et estimons que nos 400 W_c récupéreront effectivement 400 kWh sur l'année et que toute cette énergie sera exploitée (ce qui n'est pas toujours le cas : quand la batterie est pleine, le surplus d'énergie photovoltaïque est perdu).

Sachant que le coût du kWh EDF est de l'ordre de 0,1 € (prix 2004), ces 400 kWh reviendraient à 40 € par an à notre utilisateur sur le réseau.

Or le système photovoltaïque coûte 3 000 €. Pour le rentabiliser en comparaison d'une dépense annuelle de 40 €, il faudrait une durée de : $\frac{3\,000\ €}{40\ €/\text{an}} = 75$ ans !!

Des calculs plus poussés montrent que si l'installation avait été plus conséquente et les coûts plus serrés, ce taux de retour aurait pu descendre à 40-60 ans, mais guère mieux.

La solution « tout photovoltaïque » n'est donc sûrement pas la meilleure pour notre homme, car beaucoup moins compétitive que l'électricité du réseau.

La connexion au réseau : pourquoi pas ?

Notre utilisateur peut encore se poser la question suivante : pourquoi ne pas cumuler les deux techniques et disposer de la ressource solaire *et* de celle du réseau ?

Il économisera dans ce cas les batteries dans son investissement en énergie photovoltaïque puisque toute l'énergie produite sera injectée dans le réseau. Il devra cependant acquérir un onduleur adapté et pourra revendre son courant à la compagnie d'électricité.

1. *Guide Perseus* (*cf.* Bibliographie).

C'est aujourd'hui possible dans de nombreux pays européens (France, Suisse, Allemagne, etc.) avec des résultats assez contrastés (*cf.* § 5.1.3).

Car la rentabilité « économique » d'une telle installation dépend essentiellement du prix de rachat du kWh photovoltaïque par la compagnie d'électricité et des subventions disponibles localement. Avec un calcul de rentabilité similaire à celui qui précède, en tenant compte de la consommation annuelle de l'utilisateur, du coût global du système photovoltaïque sans les batteries, mais avec des composants spécifiques (onduleur, compteurs adaptés...) et les frais d'installation, du prix du rachat du courant, on arrive dans le meilleur des cas à un retour sur investissement de 15 ans et dans le pire des cas à plus de 60 ans (en ayant déduit les subventions). Le guide *Perseus* cité en bibliographie donne tous ces détails pour la France.

Se raccorder au réseau aujourd'hui, c'est rarement un choix économique, mais plutôt un pari sur l'avenir, une décision délibérée de recourir au moins en partie à une énergie plus respectueuse de l'environnement.

L'ÉNERGIE DU SOLEIL

2.1 Géométrie Terre-Soleil

Le Soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1 391 000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149 598 000 km de la Terre. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K.

Mouvements de la Terre

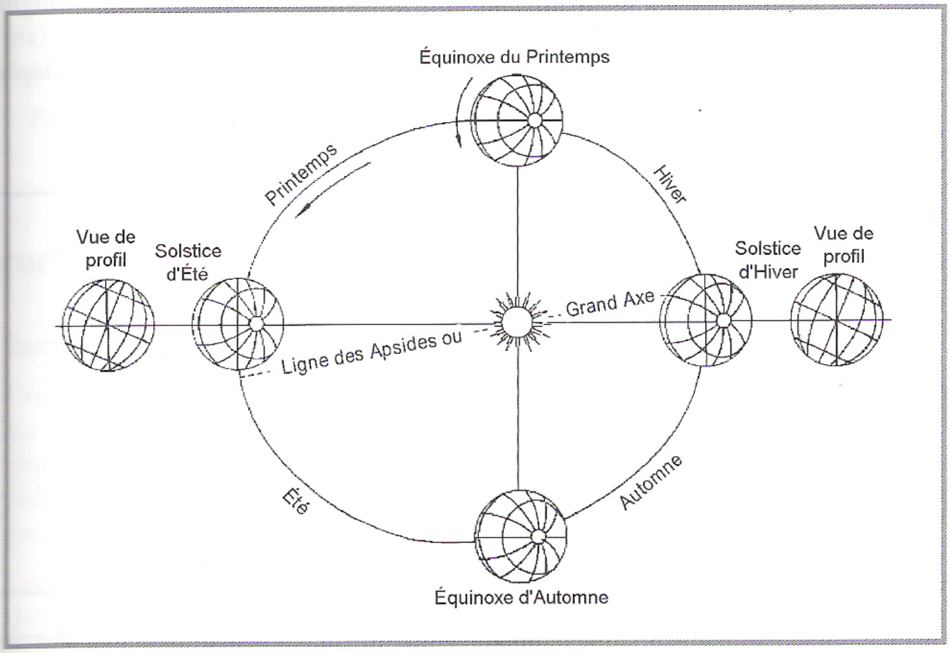


Figure 2.1 – Plan de l'écliptique : l'orbite terrestre et les saisons

La Terre décrit autour du Soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le Soleil occupe un foyer (*figure 2.1*). En fait la distance qui les sépare varie de ± 1,69 % au cours de l'année du fait de la légère excentricité de l'orbite terrestre (e = 0,017).

L'axe de rotation de la Terre sur elle-même est incliné de 23° 27′ par rapport au *plan de l'écliptique* (plan de l'orbite terrestre). On appelle *déclinaison* α l'angle formé par l'axe Terre-Soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison vaut donc + 23° 27′ au solstice d'été, – 23° 27′ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Cette déclinaison est responsable des saisons, car dans l'hémisphère Nord, les rayons nous parviennent avec un angle plus élevé en été, et plus bas sur l'horizon en hiver (c'est le contraire dans l'hémisphère sud). Elle explique aussi que les différences saisonnières soient plus marquées vers les hautes latitudes.

On sait également que l'activité solaire n'est pas constante et subit des éruptions solaires, mais leurs conséquences ne dépassent pas 4 % de variation d'intensité du rayonnement émis.

Trajectoire apparente du Soleil

Pour un observateur situé sur la surface de la Terre, le Soleil décrit une *trajectoire apparente* qui dépend de la *latitude* et la *longitude* du lieu où il se trouve. Rappelons que la latitude est la distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur (de 0 à 90° dans l'hémisphère nord). Quant à la longitude, c'est également un angle, donné par rapport au méridien de Greenwich (arc de cercle passant par les 2 pôles et la ville de Greenwich en Angleterre) en se déplaçant vers l'Est.

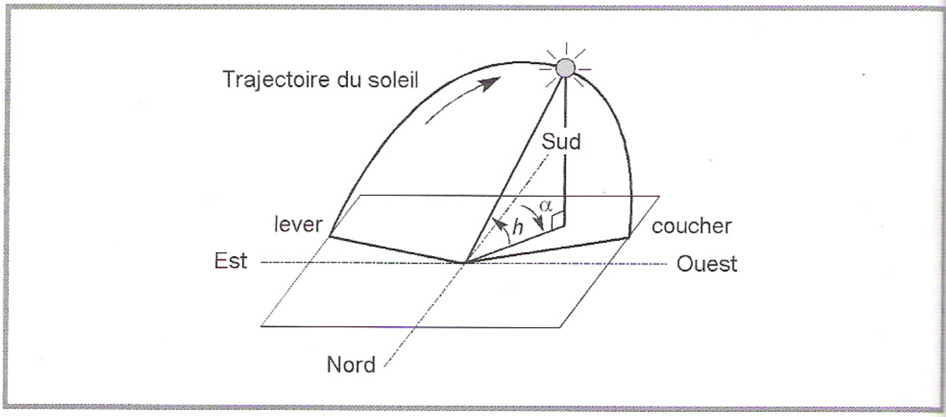


Figure 2.2 – Définitions de la position du Soleil (hauteur et azimut)

La position du Soleil est définie par deux angles : sa *hauteur angulaire h* – l'angle entre la direction du Soleil et le plan horizontal du lieu – et son *azimut* α – l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le Soleil, compté négativement vers l'est (*figure 2.2*).

La *figure 2.3* trace les trajectoires décrites par le Soleil pour un lieu donné. On peut y lire la hauteur et l'azimut du Soleil pour un instant quelconque de l'année.

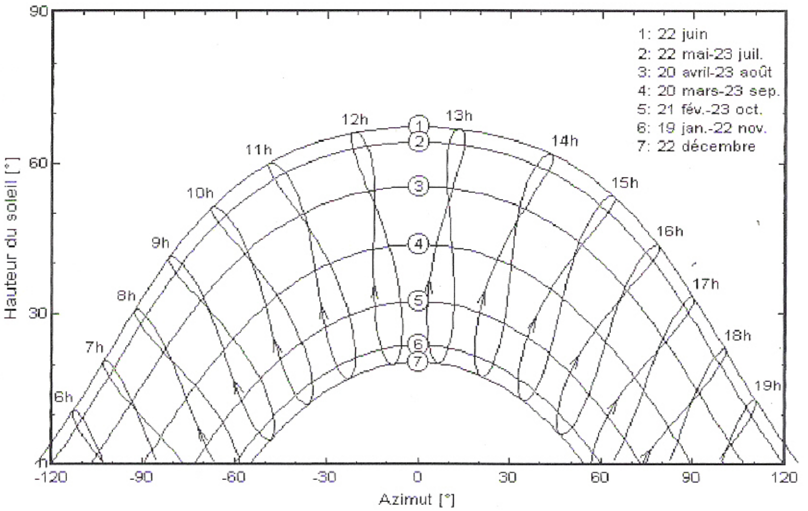


Figure 2.3 – Trajectoires du Soleil à Genève (lat. 46°12′ N, long. 6°09′ E)

2.2 Caractéristiques du rayonnement solaire

Énergie renouvelable

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques, et, sous forme stockée durant des millions d'années, de nos réserves de gaz, de pétrole et de charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire.

L'énergie du Soleil est produite par les réactions de fusion thermonucléaire : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons

La position du Soleil est définie par deux angles : sa *hauteur angulaire h* – l'angle entre la direction du Soleil et le plan horizontal du lieu – et son *azimut* α – l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le Soleil, compté négativement vers l'est (*figure 2.2*).

La *figure 2.3* trace les trajectoires décrites par le Soleil pour un lieu donné. On peut y lire la hauteur et l'azimut du Soleil pour un instant quelconque de l'année.

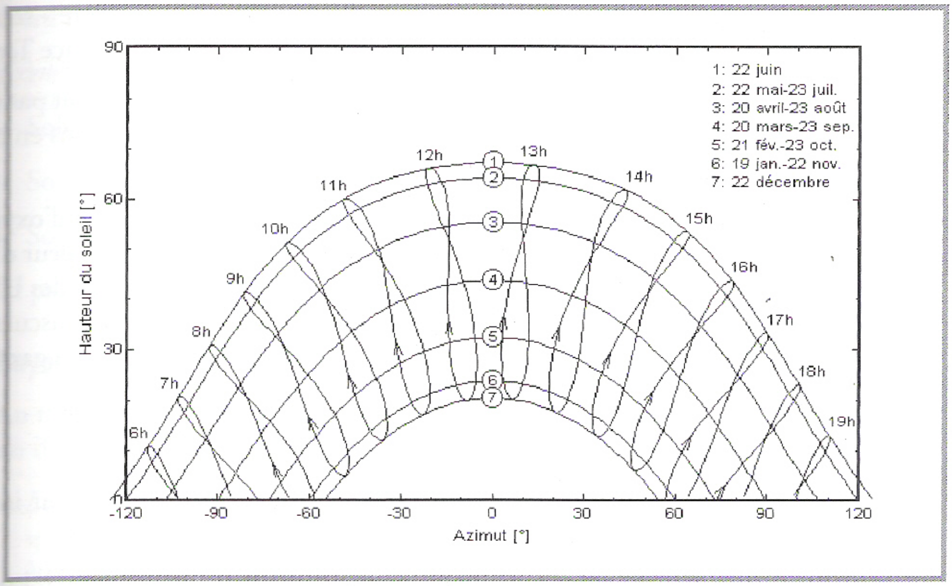


Figure 2.3 – Trajectoires du Soleil à Genève (lat. 46°12′ N, long. 6°09′ E)

2.2 Caractéristiques du rayonnement solaire

Énergie renouvelable

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques, et, sous forme stockée durant des millions d'années, de nos réserves de gaz, de pétrole et de charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire.

L'énergie du Soleil est produite par les réactions de fusion thermonucléaire : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons

+ 2 neutrons). Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du Soleil notamment sous forme d'ondes électromagnétiques (lumière).

Rôle de l'atmosphère

Cette énergie lumineuse dite « extraterrestre » c'est-à-dire hors atmosphère a été évaluée avec précision par la NASA et vaut 1 367 W/m². Il s'agit de l'irradiance reçue, ou rayonnement solaire instantané, à un instant donné au-dessus de l'atmosphère terrestre, en incidence normale (c'est-à-dire sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil). On appelle cette valeur « constante » solaire, mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la Terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

En effet, l'atmosphère contient, on le sait, une majorité d'azote et d'oxygène (respectivement 78 et 21 %), mais aussi de l'argon, du CO_2, de la vapeur d'eau, et la fameuse couche d'ozone de la stratosphère, dont le rôle de filtrage des UV les plus durs est si important. Les poussières et les nuages (formés de minuscules gouttelettes d'eau, à ne pas confondre avec la vapeur d'eau, qui elle est un gaz) ont aussi leur importance dans la diffusion du rayonnement solaire.

Masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformations.

On appelle *masse d'air* ou *Air Mass* en anglais, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu (*figure 2.4*).

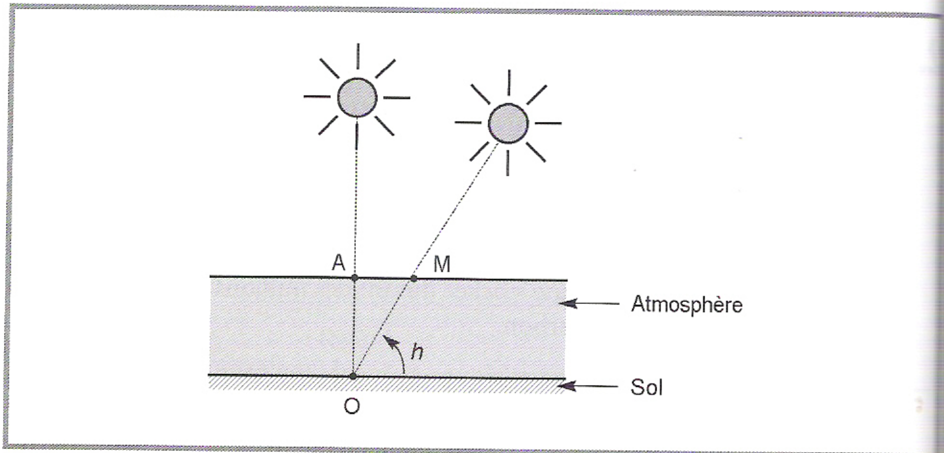


Figure 2.4 – Définition de l'Air Mass

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire du Soleil définie précédemment (*figure 2.2*). À l'aide des points O, A et M et cet angle h représentés à la *figure 2.4*, on écrit la longueur du trajet du Soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin h}$$

donc l'*Air Mass* $\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h}$.

Dans l'expression *AMx*, *x* désigne ce rapport OM/OA.

Exemples :

- Soleil au zénith (au niveau de la mer) : AM1 ;
- Soleil à 30° : AM2 ;
- Soleil à 48° : AM1,5.

Et par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère.

Rayonnement direct, diffus et global

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- *Le rayonnement direct* est reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.
- *Le rayonnement diffus* est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet « éclatement » des rayons du Soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est *isotrope*, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du Soleil (composante appelée *circumsolaire*) et souvent un renforcement sur l'horizon, la *bande horizon*.
- *L'albédo* est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la *figure 2.5*.

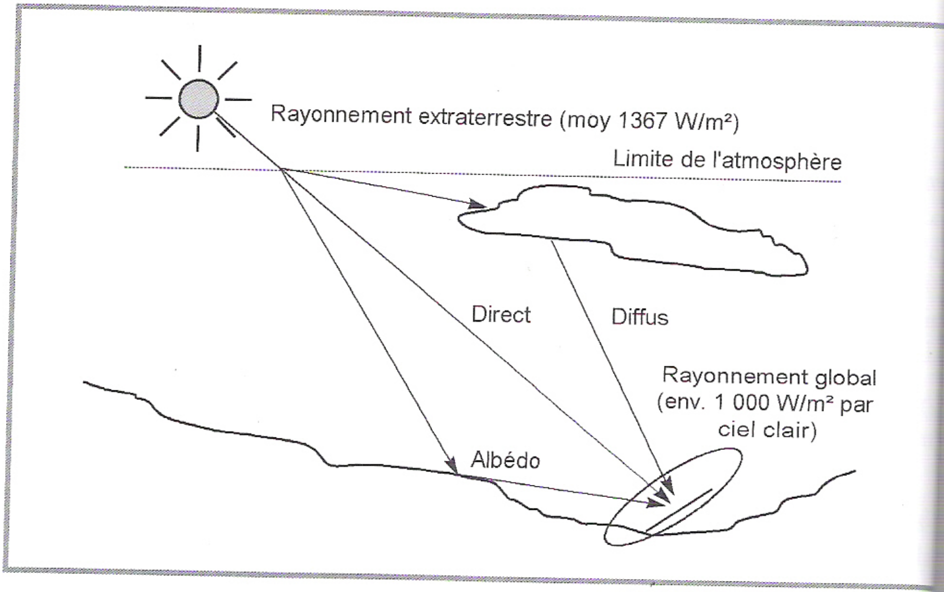


Figure 2.5 – Composantes du rayonnement solaire au sol

Lorsque l'on considère le rayonnement direct, on appelle *rayonnement direc normal* le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du solei Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie un plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle l'*eff cosinus*.

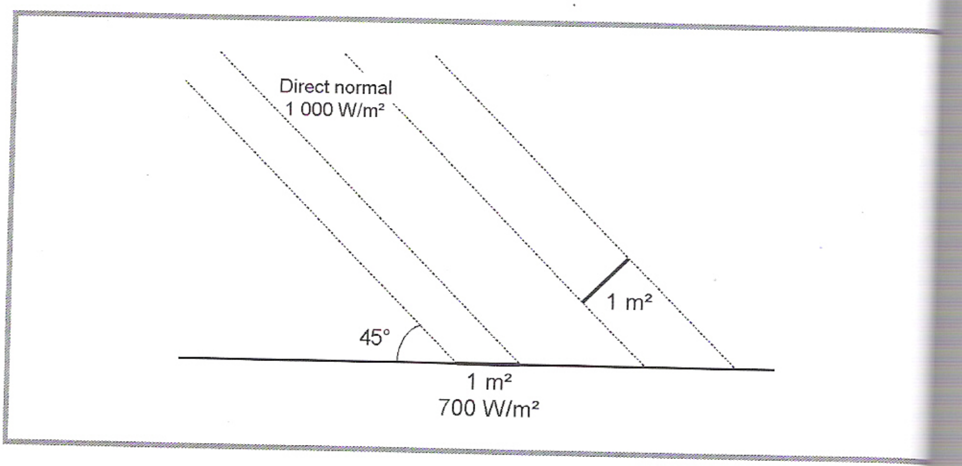


Figure 2.6 – Effet cosinus

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal es toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au Soleil. E

revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal « voit » une plus grande part de la voûte céleste.

Ce phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le soleil est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus (voir le cas décrit au § 7.1).

Spectre solaire

Le *spectre* du soleil c'est sa décomposition en longueurs d'onde ou « couleurs ». La lumière solaire est en effet composée de touts sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisées par leur gamme de longueur d'onde. Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leur longueur d'onde par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hC}{\lambda}$$

où h est la constante de Planck, ν la fréquence, C la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

C'est cette relation, mise à jour par Louis de Broglie en 1924 qui a confirmé la nature à la fois *corpusculaire* et *ondulatoire* de la lumière : présence de *corpuscules* – les photons – et propagation d'ondes avec une fréquence de vibration et une longueur d'onde.

Une courbe standard de la répartition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de **AM0**. Sa distribution en énergie est répartie comme suit :

ultraviolet UV	$0{,}20 < \lambda < 0{,}38$ µm	6,4 %
visible	$0{,}38 < \lambda < 0{,}78$ µm	48,0 %
infrarouge IR	$0{,}78 < \lambda < 10$ µm	45,6 %

Pour les unités de mesures, se reporter à l'annexe 1.

La *figure 2.7* montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1,5, soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer. L'irradiance spectrale est le flux solaire pour une longueur d'onde donnée (et donc une couleur donnée, en ce qui concerne la lumière visible).

Ce spectre de ciel clair, noté **AM1.5**, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques. Les simulateurs servant à mesurer les modules tentent de le

reproduire aussi fidèlement que possible. On peut également remarquer le spec-tre du diffus par beau temps, nettement renforcé vers le bleu du fait de la diffu-sion de Rayleigh sur l'air.

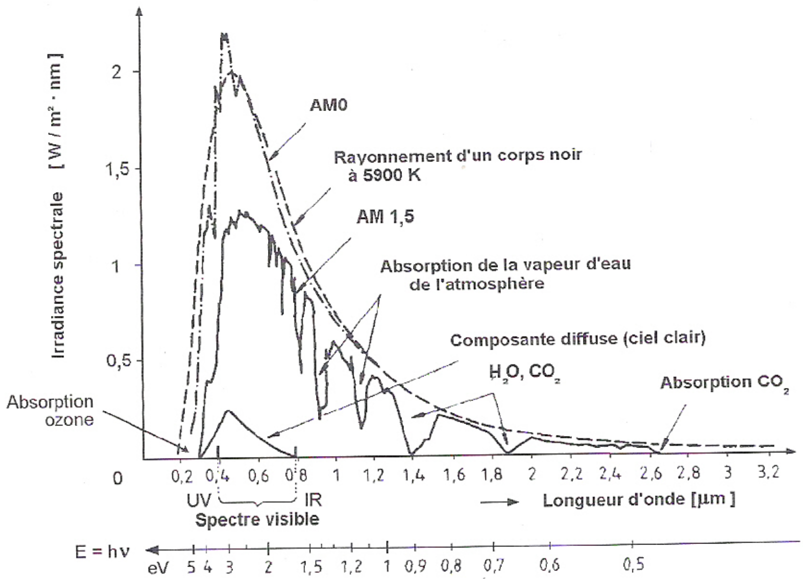


Figure 2.7 – Répartition spectrale du rayonnement solaire : a) Hors atmosphère (AM0). b) À l'incidence 48° (AM1,5)

On voit clairement sur le spectre AM1,5 les bandes d'absorption correspondan aux gaz de l'atmosphère, notamment le CO_2 et la vapeur d'eau. Est représent aussi sur la *figure 2.7* le spectre d'un corps noir dont la température de couleu serait de 5 900 K, très proche du spectre solaire AM0. Le soleil est donc souven assimilé à ce corps noir, ce qui permet aux physiciens d'élaborer des modèles pou expliquer son comportement et ses émissions de rayonnement.

2.3 Le rayonnement solaire sur notre planète

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayon-nement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaire. C'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable : pour un besoin électriqu donné, plus d'énergie solaire reçue implique moins de panneaux solaires à installe et inversement.

On serait tenté de penser que l'énergie solaire hors atmosphère étant connue, ainsi que la course du soleil en tout point du globe, on peut reconstituer l'énergie solaire reçue au sol. Ce serait oublier l'influence de l'atmosphère qui provoque la diffusion et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. Le diffus représente plus de 50 % du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45 % dans les pays ensoleillés et en montagne, et 15 à 20 % lors des belles journées, même dans les pays du Sud.

Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel et donc le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépendent d'un grand nombre de paramètres :

- gaz présents dans l'atmosphère ;
- nuages ;
- albédo (réflectivité du sol) ;
- température ambiante ;
- vent ;
- humidité relative…

Or ces paramètres dépendent :

- du lieu géographique ;
- de la saison ;
- de l'heure de la journée ;
- des conditions météo du moment…

Bien sûr les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire ces phénomènes atmosphériques, mais le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables est encore de recourir à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à des instruments de mesure. Certes le climat évolue et il faudra en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité que l'on prend de toute façon.

Voyons maintenant quels instruments sont utilisés pour quantifier le rayonnement solaire reçu sur la Terre.

Instruments de mesure

L'*héliographe* est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne « la durée d'insolation » ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide d'un dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Cette donnée est importante notamment pour les horticulteurs et les éleveurs :

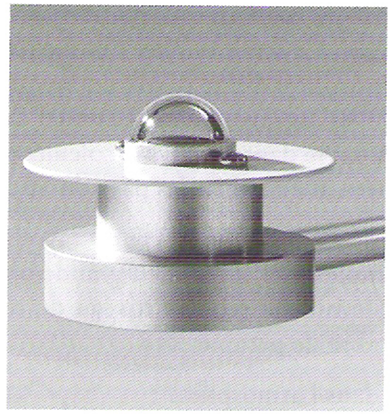


Photo 2.1 – Pyranomètre de deuxième classe selon la classification ISO 9060 – DeltaOhm (Italie)

certaines plantes se développent en fonction de cette durée, et les poules pondent davantage si l'on prolonge artificiellement la durée du jour !

Pour le photovoltaïque, cet appareil n'est pas très intéressant car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

Le *pyranomètre* est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct + diffus) sur une surface donnée, sur un très large spectre, de 0,3 à 3 µm de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptance angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).

Il peut également mesurer uniquement la part diffuse du rayonnement : on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

Le *pyrhéliomètre*, quant à lui ne mesure que le rayonnement direct. Également équipé d'un système qui « suit le soleil » dans ses déplacements, il est muni d'un tube de visée à faible ouverture avec un détecteur placé au fond.

Ces appareils sont mis en œuvre par des professionnels dans des stations de mesure météorologiques ou des centres de recherche. Ils sont onéreux et un peu difficiles à manier. Pour les mesures courantes, mais précises, les professionnels de l'énergie solaire utilisent quant à eux des cellules solaires de référence, étalonnées par les laboratoires compétents (LCIE, Ispra, Fraunhofer Institut...). Cela permet notamment aux fabricants de calibrer leurs appareils de mesure électrique des modules photovoltaïques. Ainsi que de vérifier leur comportement sur le terrain en fonction du rayonnement solaire instantané.

Encore plus économique pour l'installateur, un simple solarimètre équipé d'une petite cellule en silicium cristallin peut suffire pour une évaluation si l'on ne cherche pas une mesure à moins de 5 % de précision. Leur réponse spectrale est plus étroite que la thermopile – de 400 à 1 100 nm seulement – mais par définition similaire à celle des modules au silicium. Attention cependant, certains constructeurs de capteurs appellent à tort « pyranomètre silicium » ces sondes de rayonnement solaire à base d'une cellule silicium.

Bases de données météorologiques

Grâce aux appareils décrits ci-dessus placés dans différentes orientations, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire à partir des milliards de données collectées. Des bases de données sont ainsi constituées, avec d'autres informations fort utiles telles que les températures minimales et maximales, les taux d'humidité… Malheureusement, l'accès à ces informations n'est pas toujours évident et presque toujours payant.

Or, ces données d'ensoleillement sont indispensables pour dimensionner une installation photovoltaïque. Pour l'Europe, on trouve ces informations dans l'*Atlas européen du rayonnement solaire* édité par la CEE[1], malheureusement épuisé à l'heure où nous écrivons cet ouvrage. Il contient de nombreuses cartes (dont celle représentée à la *figure A2.1* en annexe 2) et des valeurs moyennes sur 10 ans du rayonnement solaire global et diffus, par temps clair ou en moyenne sur l'ensemble des journées, pour différentes orientations et inclinaisons, et ce dans quelques dizaines de stations météorologiques européennes.

En annexe 2, nous avons retranscrit un certain nombre de ces tableaux de valeurs pour les principales villes d'Europe, ainsi que celles de quelques sites dans le monde, fournis par les bases de données internationales. Attention à bien tenir compte des conditions exactes dans lesquelles ces données sont valables (en légende des tableaux).

Pour récupérer d'autres chiffres, on pourra avoir recours aux bases de données d'ensoleillement accessibles par des logiciels de dimensionnement comme Meteonorm 2000 (Version 4.0)[2], et PVSYST[3], tous deux conçus en Suisse. Très complète est également la base de données météorologiques de la NAS
téléchargeable sur le site du logiciel gratuit canadien RETscr
de ces logiciels de dimensionnement au § 6.1).

1. W. Palz : *Atlas européen du rayonnement solaire* Verlag TÜV Rheinl
2. http://www.meteotest.ch
3. http://www.pvsyst.com
4. http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/
5. http://www.retscreen.net

Exploitation des données

Grandeurs utiles

On distingue deux types de données d'ensoleillement : les valeurs instantanées et les valeurs cumulées.

- *Rayonnement cumulé*

La plupart du temps, (comme on le verra au § 6.1) le dimensionnement d'un système photovoltaïque se base sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière de la région. Il suffit alors de disposer de *12 valeurs journalières cumulées* (pour les 12 mois de l'année) dans le plan des capteurs. Plus exactement, la grandeur physique que l'on utilise est alors le *rayonnement solaire global intégré sur une journée*, appelé plus simplement *rayonnement global journalier* : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct + diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en Wh/m² et par jour (voir les unités en annexe 1). Ces valeurs sont accumulées d'année en année et on en réalise des moyennes pour chaque mois de l'année.

Comme il n'est pas possible de disposer des pyranomètres dans toutes les directions, les bases de données météorologiques citées ci-dessus fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons. Parfois seul le rayonnement horizontal est mesuré. Il est possible de calculer, à l'aide de modèles mathématiques et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu, le coefficient d'albédo… mais ces évaluations complexes sortent du cadre de cet ouvrage.

- *Rayonnement instantané*

Il existe cependant des cas où on a besoin de profils détaillés du rayonnement instantané pendant la journée : quand il y a des obstacles au voisinage des panneaux solaires susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures à certaines périodes de l'année. On a besoin alors de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée) pour quantifier les pertes de ces ombrages. Nous y revenons au § 6.1.3.

Variations du rayonnement global journalier

Sans entrer dans les détails qui figurent à l'annexe 2, nous allons donner les grandes tendances afin de fixer les ordres de grandeur du rayonnement exploitable en divers points de la planète et de sa dépendance avec les mois de l'année.

- *Influence de la latitude*

En Europe, on constate que les ensoleillements chutent assez rapidement au-delà du 45° parallèle (aux latitudes supérieures à 45° Nord). Entre l'Écosse par exemple, et l'Espagne, le rayonnement journalier est multiplié par 2 en moyenne sur l'année et par 3 à 4 en décembre (en exposition horizontale). Pourtant ces deux pays sont

proches à l'échelle de la planète. Ces écarts sont dus à l'incidence plus rasante des rayons solaires, ce qui oblige à incliner les modules photovoltaïques plus verticalement lorsque la latitude augmente : une inclinaison égale à la latitude est généralement un bon choix, nous y revenons au § 6.1.3.

On remarque aussi que les sites les mieux ensoleillés se situent dans les régions tropicales (latitudes 25-30°). Les zones équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité (phénomènes de moussons et d'orages).

Mais c'est sur la répartition saisonnière que la latitude a le plus d'influence, surtout sur le rayonnement horizontal. Dans les zones équatoriales et tropicales, on observe assez peu de variations au cours de l'année, ce qui représente un très grand avantage pour l'utilisation du photovoltaïque. Mais plus la latitude s'élève, et plus les différences sont marquées. La *figure 2.8* montre l'évolution annuelle d'un « beau jour » selon la latitude.

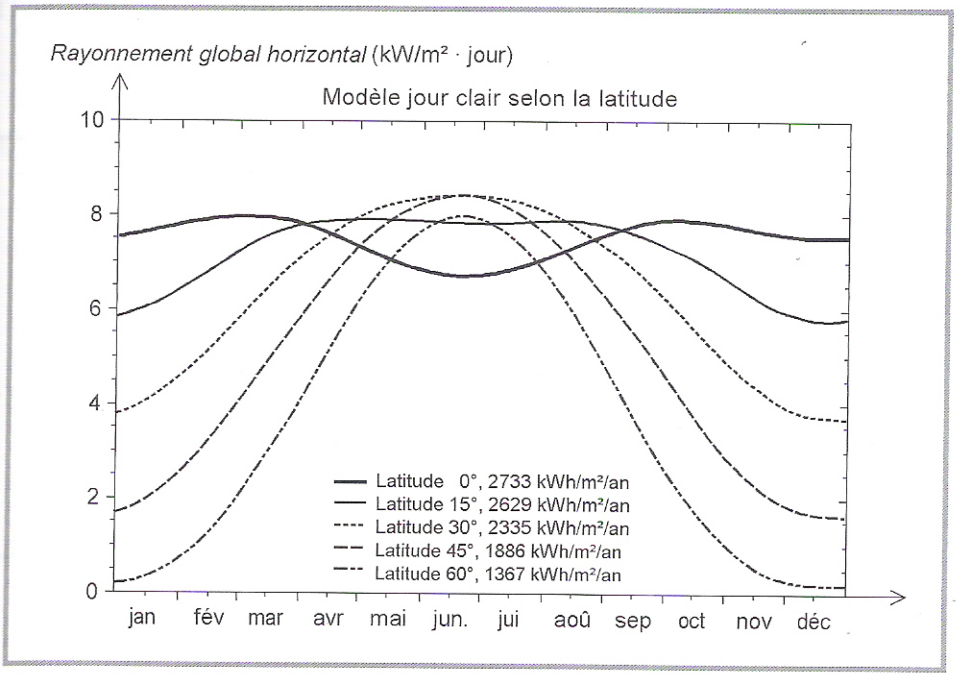


Figure 2.8 – Rayonnement global journalier « idéal » (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu

Cela a des conséquences directes sur la conception des systèmes photovoltaïques : dans les pays de faible latitude (entre 15° S et 15° N) le calcul d'une installation se fait sur une valeur relativement constante et la production électrique du générateur photovoltaïque varie peu au cours de l'année. Au contraire, lorsque

le contraste été/hiver s'accentue à plus forte latitude, on doit dimensionner e fonction de l'ensoleillement le plus faible pour une utilisation annuelle, et bie gérer l'excédent d'énergie pendant la saison ensoleillée. Cela oblige à bien conc voir les régulateurs pour ne pas endommager les batteries, et éventuellement gér les priorités au moyen de systèmes de gestion des récepteurs (*cf.* § 4.3.3).

- ***Influence de l'exposition***

Dans les pays tempérés et froids, cette courbe idéale *2.8.* est encore pénalisée p le fait que la nébulosité est habituellement bien plus élevée en hiver. Ces bass valeurs de l'ensoleillement global hivernal sont certes un inconvénient pour développement du photovoltaïque en climat tempéré. Heureusement on l'atténu un peu en orientant les modules vers le Sud et en les inclinant dans une positio adaptée à la latitude.

La *figure 2.9* illustre cette atténuation du déséquilibre été-hiver sur l'exemple d la ville de Paris (latitude 48,8° N) : les valeurs de rayonnement solaire hivernal sont plus favorables à l'exposition 60° S (inclinaison 60° par rapport à l'horizon tale, orientation Sud).

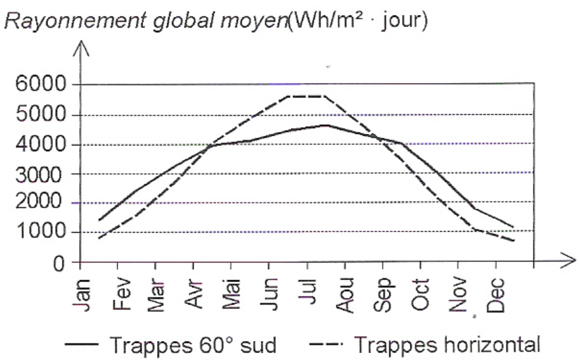


Figure 2.9 – Rayonnement global journalier mesuré à Paris dans différentes expositions

On remarquera aussi que les deux courbes se croisent : en été, l'exposition horizontale est plus favorable, en hiver c'est l'exposition 60° S qui donne le plus.

Donc, pour nos pays tempérés à forte latitude Nord, si l'orientation Sud est toujours souhaitable, en revanche en ce qui concerne l'inclinaison idéale, il fau s'adapter au site et à l'usage. Si l'usage est uniquement estival, une faible inclinaison sera préférable (10 ou 30° par rapport à l'horizontale) alors que pour une utilisation annuelle, il vaudra mieux s'en tenir à la règle : latitude du lieu + 10°.

- *Altitude, albédo et autres facteurs*

Bien entendu la latitude, la saison et l'exposition sont les principaux facteurs qui déterminent le rayonnement solaire exploitable au sol en un lieu donné. Mais d'autres éléments peuvent intervenir, notamment en montagne, en bordure de mer ou dans des villes où la pollution atmosphérique est élevée.

En altitude, le rayonnement solaire est presque toujours plus élevé que dans la plaine à un instant donné. On se trouve fréquemment au-dessus de la couverture nuageuse tout simplement. D'une manière générale, la nébulosité baisse avec l'altitude. De même l'influence de la neige est primordiale en hiver : la réflectivité du sol augmente considérablement (elle est multipliée par 4 entre un sol ordinaire, type cultivé, et un sol couvert de neige fraîche). Ce rayonnement venu du sol n'atteint pas les modules à l'horizontale, mais intervient pour toute exposition inclinée, *a fortiori* verticale. Nous en tiendrons compte dans notre chalet suisse (*cf.* § 7.2).

Ces deux éléments réunis (albédo et baisse de la nébulosité) modifient le rayonnement reçu en montagne, notamment en hiver. On remarquera sur la *figure A2.1* (en annexe 2), qui donne le rayonnement global au mois de décembre à l'exposition 60° Sud, les déformations importantes des courbes de niveau dans le secteur des Alpes, par exemple. Les valeurs statistiques élevées sur le site de Davos en Suisse (altitude 1 590 m), en comparaison des villes voisines (Zurich et Milan par exemple) en témoignent directement (voir tableau de l'Europe en annexe 2).

En ce qui concerne la pollution localisée ou d'autres perturbations qui donnent lieu à des microclimats, seules les données météorologiques locales peuvent en rendre compte. Le concepteur d'une installation solaire pourra avantageusement se renseigner auprès des services météorologiques locaux pour détecter ces éventuels microclimats, qui engendrent des écarts par rapport aux statistiques connues.

Parfois les images obtenues par satellite sont également une source non négligeable d'informations sur l'état de notre atmosphère. On peut déduire l'*ennuagement* d'un secteur à partir des valeurs de brillance observée, par exemple par le satellite METEOSAT. Un programme international stocke et exploite ces données depuis 1984[1].

---

1. ISCCP (*International Satellite Cloud Climatology Project*) http://fisccp.giss.nasa.gov/isccp.html

CHAPITRE 3

LA CONVERSION DE LA LUMIÈRE EN ÉLECTRICITÉ

Nous allons maintenant aborder le cœur du phénomène photovoltaïque : la conversion de la lumière en électricité.

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » qui signifie *lumière* et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant français Antoine Becquerel qui le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière.

C'est dans les appareils photo que les premières « cellules » furent utilisées, pour mesurer le taux de lumière. Avant l'arrivée du silicium, elles étaient à base de sélénium.

À la différence d'une pile classique, dont l'énergie est stockée et restituée à volonté, la « photo »-pile ne produit de l'électricité que si elle est exposée à la lumière. Cette différence est fondamentale. Tout élément photovoltaïque est un *convertisseur d'énergie* qui transforme la lumière en courant électrique. En se servant d'une analogie hydraulique, on pourrait comparer la pile électrique à une citerne d'eau, et la photopile à une source naturelle dont le débit serait proportionnel à l'ensoleillement à un instant donné.

3.1 La conversion photovoltaïque

Ceci établi, voyons comment se produit cette conversion d'énergie. Elle met en jeu trois phénomènes physiques, intimement liés et simultanés :

- l'absorption de la lumière dans le matériau ;
- le transfert d'énergie des photons aux charges électriques ;
- la collecte des charges.

Il est donc clair qu'un matériau doit avoir des propriétés optiques *et* électriques spécifiques pour permettre la conversion photovoltaïque.

3.1.1 L'absorption de la lumière

Comme on l'a vu plus haut, la lumière se compose de photons, « grains d lumière », chacun porteur d'une énergie dépendant de sa longueur d'on (ou couleur du rayon). Ces photons peuvent pénétrer dans certaines matières, même passer au travers : les objets transparents pour notre œil laissent passer lumière visible.

Plus généralement, un rayon lumineux qui arrive sur un solide peut subir tro événements optiques (*figure 3.1*) :

- *la réflexion* : la lumière est renvoyée par la surface de l'objet ;
- *la transmission* : la lumière traverse l'objet ;
- *l'absorption* : la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie e restituée sous une autre forme.

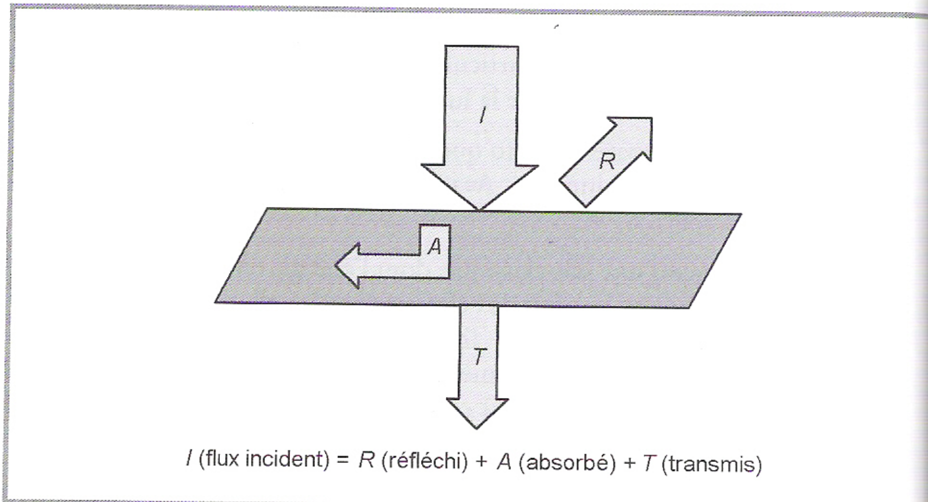


Figure 3.1 – Réflexion, transmission et absorption

Ce sont les propriétés optiques du matériau rencontré qui conditionnent l répartition de ces diverses contributions.

Prenons l'exemple d'un morceau de verre coloré en rouge. Il transmet la lumièr rouge, puisque notre œil la perçoit. La partie réfléchie s'élèvera à 8 % du flu lumineux, toutes couleurs confondues, du fait de l'indice de réfraction du verre Et le reste de la lumière bleue, jaune, etc. sera absorbé dans la matière.

Cette absorption sera perceptible au toucher sous éclairement intense car le verr va s'échauffer. En effet, dans la plupart des matériaux, la part absorbée de la lumièr est convertie en chaleur, c'est-à-dire en rayonnement infrarouge (de longueu

d'onde comprise entre 1 µm, limite rouge du spectre visible, et 1 mm, début des ondes radio).

Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restituée sous forme d'énergie électrique. Il faut donc au départ que le matériau ait la capacité d'absorber la lumière visible, puisque c'est ce que l'on cherche à convertir : lumière du soleil ou des autres sources artificielles. On prendra soin également de minimiser les pertes purement optiques par réflexion ou par transmission.

En savoir plus

Quand un matériau absorbe de la lumière, l'énergie subit une loi exponentielle décroissante, car la part qui reste à absorber diminue au fur et à mesure que l'on pénètre dans la matière. Si E_{inc} est l'énergie incidente, l'énergie restante à la profondeur d s'écrit :

$$E = E_{inc} e^{-\alpha d}$$

Donc l'énergie absorbée dans l'épaisseur d est égale à :

$$E_{abs} = E_{inc} - E_{inc} e^{-\alpha d} = E_{inc}(1 - e^{-\alpha d})$$

Le *coefficient d'absorption* α dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente. Il s'exprime en cm^{-1}, avec l'épaisseur d exprimée en cm.

Tableau 3.1 – Absorption optique de quelques matériaux photovoltaïques (à la longueur d'onde λ = 0,59 µm)

Matériau	α [cm^{-1}]
Silicium cristallin	$4,5 \times 10^3$
Silicium amorphe	$2,4 \times 10^4$
Arséniure de Gallium	$5,4 \times 10^4$

On détaillera plus loin les différents matériaux photovoltaïques et leurs propriétés (*cf.* § 3.2.), mais disons d'ores et déjà que dans les cellules au silicium cristallin il ne peut pas y avoir transmission de la lumière du fait de l'épaisseur de silicium (> 0,2 mm). Alors que dans un dispositif en couche mince, de type silicium amorphe notamment, avec des épaisseurs actives de moins de 1 µm, la partie transmise par le matériau actif n'est pas négligeable, surtout dans la partie rouge du spectre où l'absorption est plus faible. Quelques astuces permettent d'améliorer la quantité de

lumière absorbée. Une électrode arrière avec de bonnes propriétés de réflexion comme l'aluminium, permettra à la lumière de subir un deuxième passage dan les couches actives. La diffusion est aussi un moyen d'améliorer l'absorption lorsque les couches sont rugueuses, une part de la lumière diffusée est « piégée » dans le dispositif et subit de multiples passages (*figure 3.2*). Cette structure donn un aspect plus brun aux photopiles au silicium amorphe (au lieu de rouge san piégeage optique).

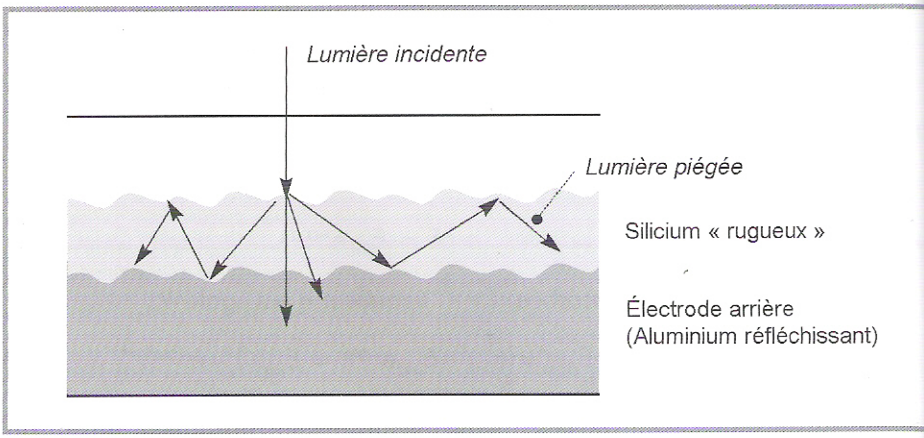


Figure 3.2 – Principe du piégeage par diffusion dans une photopile

Quant à la réflexion, elle dépend avant tout des *indices de réfraction* des matériau traversés. Plus la différence d'indice est élevée de part et d'autre d'une surface plus elle est réfléchissante.

Le taux de réflexion s'écrit : $R = \left(\frac{n_2 - n_1}{n_2 + n_1}\right)^2$ si les matériaux en contact son d'indice n_1 et n_2.

Donc du silicium brut ($n = 3{,}75$ à $\lambda = 0{,}6$ µm) en contact avec l'air ($n = 1$) réfléchit 33 % de la lumière qu'il reçoit. Il n'est pas envisageable de perdre un tiers du flux lumineux juste pour cette raison !

En pratique le silicium n'est pas exposé directement à l'air, comme on le voit sur la *figure 3.3*. Le silicium cristallin, lui, est enrobé dans une résine EVA, elle-même surmontée d'une plaque de verre protectrice. L'EVA et le verre ont un indice de 1,5, donc il reste un contraste important avec le silicium. Une couche d'indice intermédiaire est donc placée sur le silicium, il s'agit d'un oxyde d'indice proche de 2. Son épaisseur est optimisée pour jouer le rôle d'antireflet à une longueur d'onde assez centrale (0,6 µm pour le silicium cristallin).

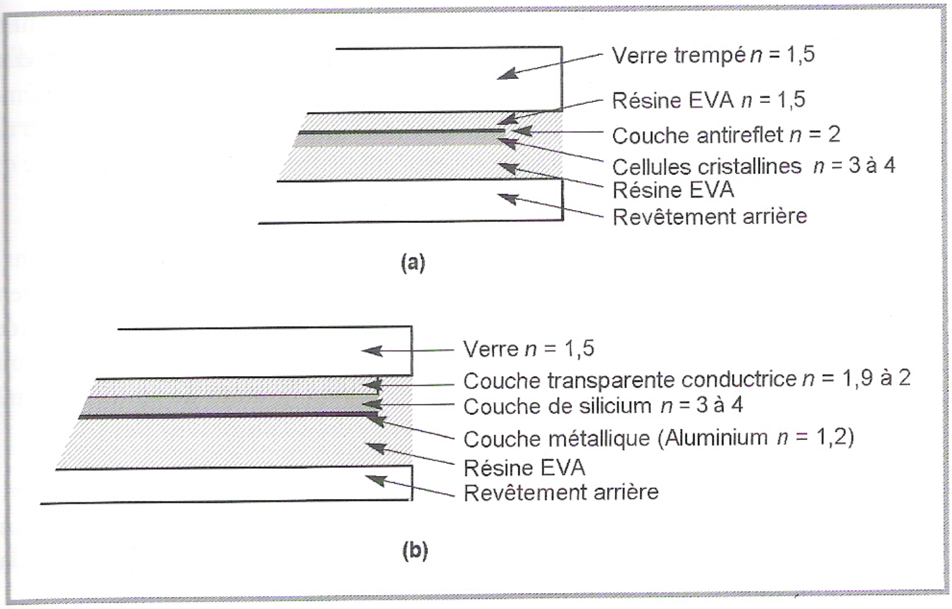


Figure 3.3 – Empilements optiques d'une cellule : a) Au silicium cristallin. b) Au silicium amorphe

Dans le cas du silicium amorphe, l'empilement des indices de réfraction est plus favorable et l'électrode transparente située entre le verre et le silicium joue déjà un rôle d'antireflet puisque son indice est de 1,9 à 2,1 (entre le verre d'indice 1,5 et le silicium d'indice 3 à 4). En revanche, on prendra soin d'optimiser son épaisseur pour favoriser l'entrée de la lumière visible dans le silicium amorphe (dont la réponse est plutôt centrée à 0,5 μm).

3.1.2 Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques

On va s'intéresser maintenant à la lumière absorbée dans le matériau photovoltaïque et expliquer comment son énergie est convertie en électricité.

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, charges négatives élémentaires, contenus dans la matière semi-conductrice. Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun un noyau (de protons et de neutrons) et un ensemble d'électrons gravitant autour.

Les photons absorbés vont tout simplement transférer leur énergie aux électrons périphériques (les plus éloignés du noyau), leur permettant ainsi de se libérer de l'attraction de leur noyau. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les « attire » ensuite vers l'extérieur (voir paragraphe suivant sur la collecte des charges).

En régime permanent, l'électron libéré laisse un « trou » qui se traduit par u charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atom voisin qui va venir combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comb par un électron voisin et ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charg élémentaires, d'électrons dans un sens, et de trous dans l'autre sens, ce qui donn un courant électrique.

L'analogie la plus simple est celle dite des « places de parking ». Prenons un auto mobiliste qui quitte sa place de parking pour une autre, qui lui convient mieu Une autre voiture va faire de même et venir prendre la place qu'il a libérée, laissan à nouveau une place libre qui pourra être prise par une troisième voiture, etc Quand on imagine la scène, on voit bien un « courant de voitures » dans un sen (les électrons) et un « courant de places » dans l'autre sens (les trous).

Ce phénomène physique, dit de *photoconductivité*, est spécifique aux semi-conduc teurs car ils comportent des électrons « libérables » ; contrairement à un isolan où tous les électrons sont fortement liés ; et à un conducteur électrique, dans leque il existe une forte densité d'électrons totalement libres.

On comprend aisément qu'il existe, dépendant du matériau, un « seuil » d'énergi minimum nécessaire à cette « libération » des électrons par les photons. Si ce seu dépend du matériau, c'est tout simplement parce que la structure électronique es différente pour chaque type d'atomes (nombre d'orbites et quantité d'électron par atome) et donc les énergies mises en jeu également.

On appelle ce seuil le *gap optique* du matériau ou la *largeur de bande interdite*. En effet, si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont donc intimement liées.

Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, c'est qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur, puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles :

$$E = \frac{hC}{\lambda}$$

ce qui se traduit par : $E\text{ (en eV)} = \dfrac{1{,}24}{\lambda\text{ (en nm)}}$

(voir détails sur les unités à l'annexe 1).

Pour le silicium cristallin, le gap optique est de $E_g = 1{,}1$ eV. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de 1,13 µm (dans le proche infrarouge). Pour le silicium amorphe, $E_g = 1{,}77$ eV. Un photon ayant cette énergie est en lumière rouge, avec une longueur d'onde de 700 nm (= 0,7 µm).

Tous les photons d'énergie supérieure à ces seuils, et donc de longueurs d'onde inférieures, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque.

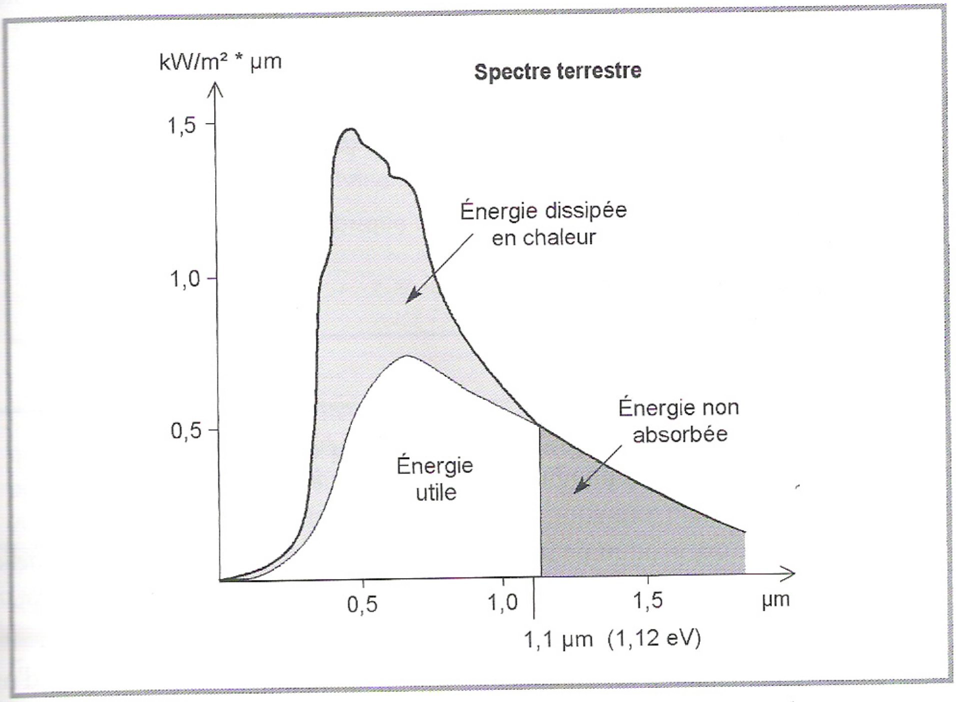


Figure 3.4 – Spectre solaire AM0 et portions exploitables par le silicium cristallin

La *figure 3.4* permet de visualiser la portion du spectre solaire qui peut être convertie en énergie électrique dans le cas du silicium cristallin. La partie du spectre en gris foncé est donc impossible à convertir car elle n'est pas absorbée dans le matériau.

Expliquons maintenant ce qu'il advient de la portion en gris clair, et pour ce faire, nous aurons recours à une autre représentation du transfert énergétique des photons aux particules chargées. Le diagramme de la *figure 3.5* représente les différents états d'énergie dans le matériau semi-conducteur.

Dans le domaine d'énergie situé sous le gap optique se trouvent les électrons de *valence* du matériau, c'est-à-dire ceux qui sont liés aux atomes. Dans la bande de *conduction* se trouvent ceux qui en ont été extraits et sont libres de circuler dans le matériau. Elle est donc vide quand le semi-conducteur n'est pas illuminé. Lorsqu'un photon a une énergie suffisante, il est absorbé et fait passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction. Que se passe-t-il s'il a une énergie supérieure à E_g ? Le photon 2 du *diagramme 3.5b* génère une paire électron-trou à un niveau supérieur, mais l'excédent est perdu par un processus de désexcitation

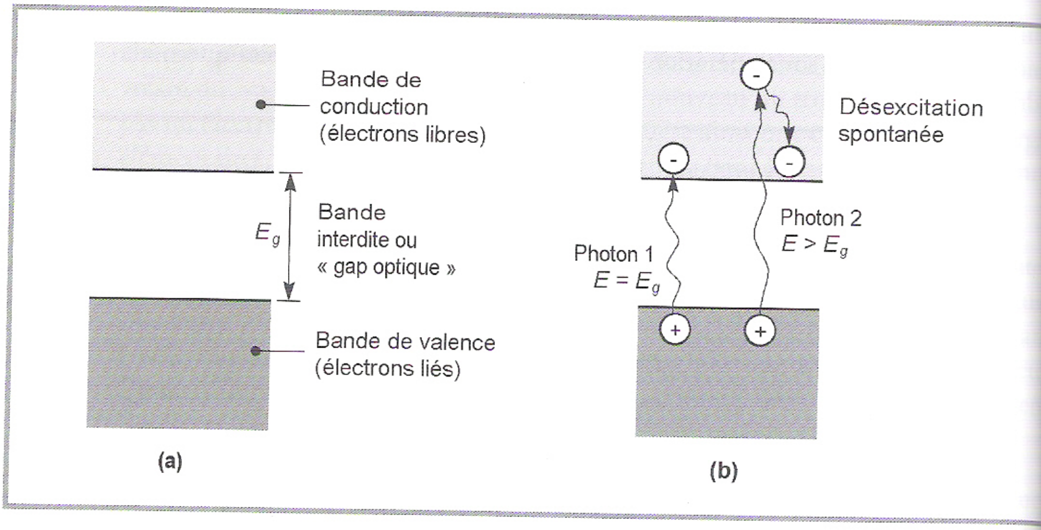


Figure 3.5 – Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur : a) Dans l'obscurité. b) Sous illumination

spontané qui produit de la chaleur et ramène son énergie à E_g. Donc quelle que so son énergie, pourvu qu'elle soit supérieure à E_g, *chaque photon absorbé ne crée qu'u seule paire électron-trou d'énergie* E_g.

Puisque l'on connaît l'énergie disponible à chaque longueur d'onde d'un spect solaire donné (AM0 ou AM1,5 par exemple), on peut quantifier la quantité d photons (énergie solaire totale à cette longueur d'onde divisée par l'énergie d photon) et en additionnant tous ces photons calculer le courant et la puissanc totale qu'ils peuvent générer, en fonction du gap optique du matériau. Il s'ag de performances électriques purement théoriques, que l'on pourrait qualifie d'« ultimes » : elles ne prennent pas en compte les pertes par réflexion, et suppose que toutes les paires électron-trou photogénérées sont collectées, ce qui n'est pas l cas, nous le verrons au paragraphe suivant.

Tableau 3.2 – Performances photovoltaïques théoriques maximales des semi-conducteurs pour un rayonnement AM0 d'une puissance de 1 350 W/m²

	Silicium cristallin E_g = 1,1 eV	Arséniure de Gallium E_g = 1,4 eV
Courant (mA/cm²)	53,5	39
Puissance (mW/cm²)	58,8	55
Rendement	0,44	0,41

EN SAVOIR PLUS

La puissance électrique théorique maximale P_{th} est calculée à l'aide du courant théorique I_{th} et le gap optique du matériau de la façon suivante :

$$P_{th} = \frac{1}{q} I_{th} E_g \text{, q étant la charge de l'électron.}$$

Le rendement électrique, lui, est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance du rayonnement solaire (ici 135 mW/cm^2).

Exemple : Rendement théorique du silicium cristallin sous AM0 :

$$r = \frac{58{,}8}{135} = 0{,}44$$

Ces données sont intéressantes car elles donnent le rendement théorique maximal, que l'on ne pourra jamais dépasser avec les matériaux photovoltaïques dont on dispose à ce jour, et avec l'énergie lumineuse disponible sur terre, celle du soleil. On voit donc qu'à ce jour, il n'est pas possible de convertir plus de 44 % du spectre solaire présent au-dessus de l'atmosphère.

Rappelons que cela tient compte de deux types de pertes inévitables :

- l'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique ;
- la perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique.

Pour convertir un taux plus élevé d'énergie lumineuse, il faudrait que tous les photons de la source de lumière aient la même énergie (un soleil rouge, par exemple !) et que l'on dispose d'un matériau dont le gap optique corresponde exactement à cette énergie.

3.1.3 La collecte des charges

Pour que les charges libérées par l'illumination soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent. Il faut donc les « attirer » hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon, elles se recombinent : l'électron, chargé négativement, neutralisant le « trou », chargé positivement. Autrement dit, les électrons libérés retrouveraient leur état initial à la périphérie de leur atome : cela libérerait de l'énergie thermique (chaleur) mais aucune énergie électrique.

Cette extraction des charges est réalisée au sein d'une *jonction* créée volontairement dans le semi-conducteur. Le but est d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau, qui va entraîner les charges négatives d'un côté et les charges positives de l'autre côté.

C'est possible grâce au *dopage* du semi-conducteur. La jonction d'une photopil au silicium est constituée d'une partie dopée au phosphore (P), dite de type « n » accolée à une partie dopée au bore (B), dite de type « p ». C'est à la frontière d ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positive et négatives. Voyons cela plus en détail.

Dopage des semi-conducteurs

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excé-dentaires qui amélioreront la conductivité du matériau.

À la *figure 3.6*, on représente une vue schématisée, à plat, des atomes de siliciur (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atome de silicium.

À l'état pur, le silicium dit « intrinsèque » n'est pas très photoconducteur.

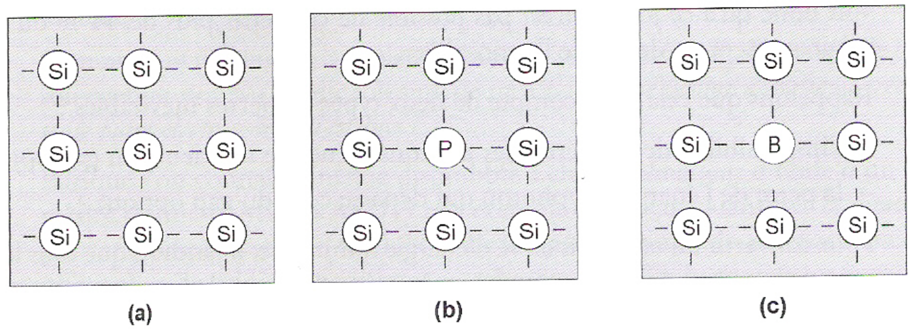


Figure 3.6 – a) Silicium pur (intrinsèque). b) Silicium de type n. c) Silicium de type p

En le dopant avec des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leu couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec se correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dan le cristal (*figure 3.6b*). Le matériau sera donc potentiellement « donneur » d'élec-trons, disponibles pour la conduction électrique, et le silicium ainsi dopé es appelé *silicium de type n*.

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulemen trois électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excéden de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons du silicium (*figure 3.6c*). Le matériau est à l'inverse du précédent « accepteur » d'électrons. Ce matériau ainsi dopé es appelé *silicium de type p*.

Jonctions p-n et p-i-n

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. À l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type p au type n apparaît une région appelée *zone de charge d'espace* qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p où ils sont attirés par les trous excédentaires, et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocité. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique.

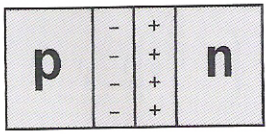


Figure 3.7 – Représentation schématique d'une jonction p-n

La cellule solaire est donc le plus souvent une tranche de silicium dopé « p » d'un côté, et « n » de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, apparition d'un photocourant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

Mais cette simple structure p-n, adaptée au silicium cristallin, n'est pas suffisante dans tous les cas. Par exemple, un silicium amorphe dopé de type p n'est pas un très bon photoconducteur, et il est préférable que la conversion photovoltaïque se produise dans un matériau non dopé, donc *intrinsèque*, et noté « i ». La cellule au silicium amorphe classique se compose donc de 3 couches : p-i-n. La couche « i » placée au centre du dispositif est la plus épaisse, et sert à la conversion des charges. Les couches p et n, quant à elles permettent la création du champ électrique interne qui s'étend dans toute la couche i, ce qui favorise la séparation des charges.

Cette jonction p-i-n peut même être doublée ou triplée pour former des multi-jonctions (*cf.* § 3.2.2).

Remarque

Ce qui suit n'est pas indispensable pour la compréhension générale, et intéressera uniquement les amateurs de physique. On peut sans problème passer directement au résumé intitulé « À retenir » à la fin du paragraphe suivant.

3.1.4 Caractéristique courant-tension

On a vu que la jonction servant de base à la photopile est une diode. Lorsqu'el est illuminée apparaît dans cette diode un photocourant qui dépend de la quanti de lumière incidente. D'où le terme *photodiode*, également employé pour désign une photopile.

On a représenté sur la *figure 3.8* les deux caractéristiques courant-tension de cet photodiode : dans l'obscurité en pointillés, et sous illumination en trait plein.

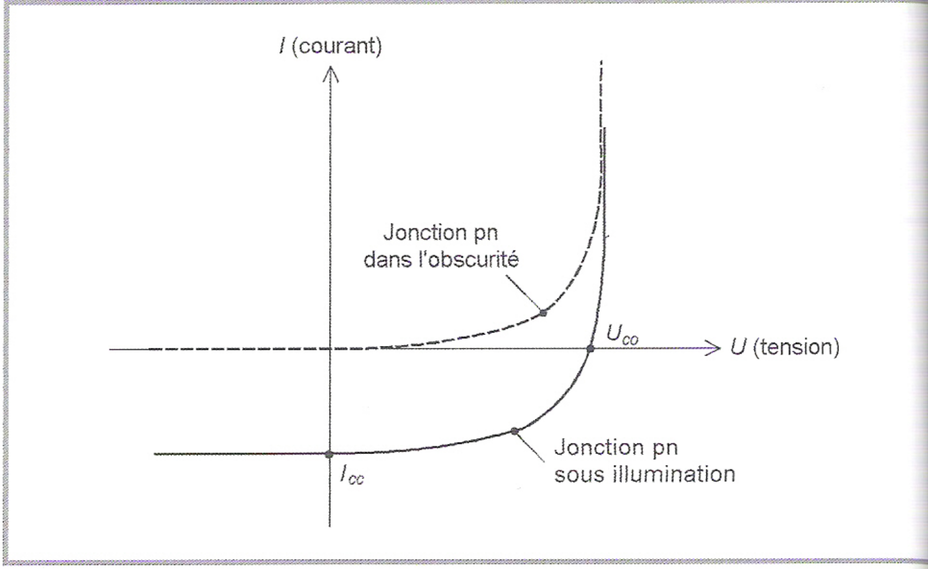


Figure 3.8 – Caractéristique courant-tension d'une diode au silicium dans l'obscurité et sous illumination.

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée par rappo à la première d'une valeur I_{cc}, qui traduit la génération constante du courant pa la lumière. Cette valeur est appelée *courant de court-circuit*, puisque c'est le cou rant que génère la photopile sous lumière à tension nulle (en court-circuit). L valeur U_{co}, à l'inverse, est la *tension de circuit ouvert*, tension de la photopile so lumière à courant nul. Il représente en fait l'égalité du courant de génération pa la lumière et du courant de « consommation » de la diode sans lumière.

En savoir plus

Pour déterminer la courbe caractéristique de cette cellule solaire, on part de la caractéristique connue d'une diode au silicium (jonction p-n dans l'obscurité, *figure 3.8*, courbe en pointillés), qui s'écrit :

$$I = I_s\left(e^{\frac{U}{U_t}} - 1\right) \text{ ou d'une manière simplifiée } I = I_s e^{\frac{U}{U_t}} \text{ pour } U >> U_t$$

avec :

U = tension imposée à la diode
$U_t = kT/q$ = 26 mV à 300 K
k = 1,38 × 10^{-23} constante de Boltzmann
q = 1,602 × 10^{-19} charge de l'électron
T = température absolue en K
I_s = courant de saturation de la diode.

Sous illumination, cette relation devient :

$$I = I_p - I_s\left(e^{\frac{U}{U_t}} - 1\right)$$

avec : I_p = photocourant.

À l'aide de cette équation, on peut quantifier les paramètres suivants :

Le *courant de court-circuit*, I_{cc}, valeur du courant lorsque la tension $U = 0$. Il vaut :

$$I_{cc} = I_p$$

et la *tension de circuit ouvert*, U_{co}, lorsque le courant est nul :

$$U_{co} = \frac{kT}{q}\ln\left(1 + \frac{I_p}{I_s}\right)$$

ou, pour $I_{cc} >> I_s$:

$$U_{co} = \frac{kT}{q}\ln\left(\frac{I_p}{I_s}\right)$$

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log de Ip, donc avec le log de l'illumination. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme $\frac{kT}{q}$. En effet, le courant de saturation, I_s, dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme $\frac{kT}{q}$. Donc la tension de circuit ouvert U_{co} baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

On peut compléter le schéma équivalent de la cellule solaire (*figure 3.9*) en ajoutant deux résistances pour tenir compte des pertes interne. R_s représente la résistance série qui tient compte des pertes ohmiques du matériau,

des métallisations et du contact métal/semi-conducteur, R_p représente une résistance parallèle (ou résistance de fuite) provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des irrégularités ou impuretés.

L'équation de la caractéristique courant-tension devient alors :

$$I = I_p - I_s\left[e^{\frac{q(U + I \cdot R_s)}{kT}} - 1\right] - \frac{U + I \cdot R_s}{R_p}$$

et l'on remarque que le courant de court-circuit I_{cc}, lorsque $U = 0$, n'est plus strictement égal à I_p.

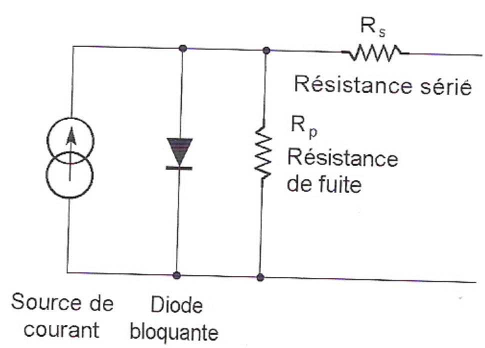


Figure 3.9 – Schéma équivalent d'une cellule solaire

À retenir

– Le courant d'une cellule solaire est proportionnel à l'éclairement et à la surface de la cellule. Il augmente avec la température.

– La tension en circuit ouvert d'une cellule solaire varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec la température.

Puissance et rendement

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension, pour l'utilisateur, c'e[st] celle qui génère de l'énergie. Donc ce ne sera ni au point de tension de circu[it] ouvert, ni au point de court circuit, qui ne génèrent aucune énergie puisque [la] puissance est le produit du courant par la tension. On a tracé sur la *figure 3.10* [la] caractéristique sous lumière d'une photopile ainsi que des courbes théoriques d[e] puissance constante (en pointillés).

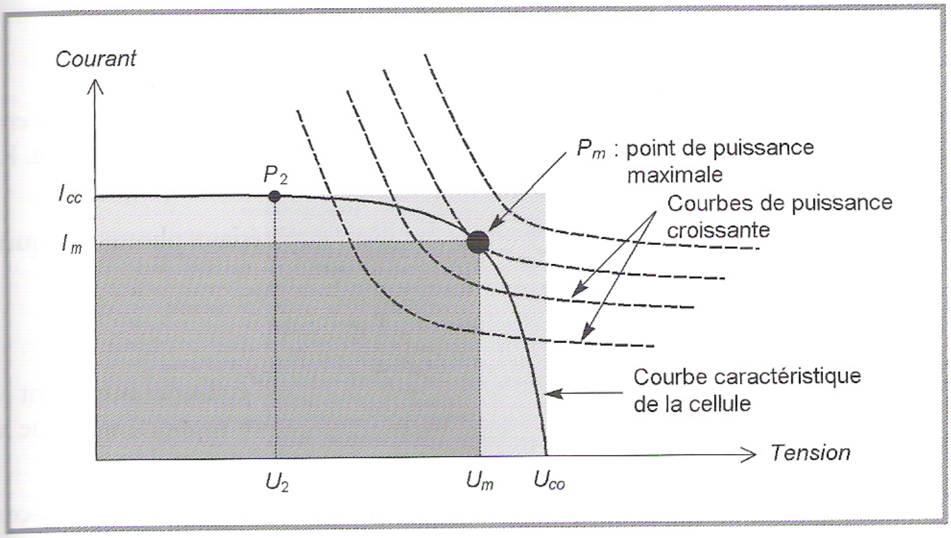


Figure 3.10 – Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension

Au point P_m, situé au « coude » de la caractéristique, la puissance de la photopile est maximale pour l'éclairement considéré. Ce point dit de *puissance maximale*, est associé à une tension dite de *tension maximale* U_m et de *courant maximal* I_m. Remarquons cependant que la photopile peut être sollicitée également à plus faible puissance, par exemple à une tension inférieure à U_m (point P_2 sur la *figure 3.10*).

On voit bien que plus la courbe est « carrée », plus la puissance maximale est élevée. On mesure cette propriété par le *facteur de forme* (ou *fill factor*) défini comme suit :

$$FF = \frac{P_m}{U_{co} \cdot I_{cc}}$$

Le *rendement énergétique* est défini quant à lui comme le rapport entre cette puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur le module photovoltaïque.

Si S est la surface de ce module, et E l'éclairement en W/m², le rendement énergétique s'écrit :

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot S}$$

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement de 1 000 W/m², à la température de 25 °C et sous un spectre AM1,5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour *Standard Test Conditions*.

On parlera donc dans la suite de l'ouvrage de rendement « STC ». Les valeurs de rendement en fonction de la technologie des photopiles sont données au § 3.3.2.

3.2 Technologies des cellules solaires

Au cours du paragraphe précédent, on a évoqué quelques matériaux constituants des cellules solaires comme le silicium cristallin et le silicium amorphe. Regardons de plus près leur nature, leur mode d'élaboration et leurs propriétés.

On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques :

- les matériaux solides cristallisés ;
- les couches minces.

Ces couches minces sont également solides, mais d'épaisseur nettement plus faible (de l'ordre du micron et en deçà) et déposées sur un support, alors que les photopiles cristallines sont massives et épaisses de 0,15-0,4 mm.

Le matériau le plus répandu dans les photopiles est le silicium, semi-conducteur de type IV. Il est dit *tétravalent* (tétra = quatre) : cela signifie qu'un atome de silicium peut se lier avec 4 autres atomes de même nature. Le silicium solaire est soit *cristallin*, soit *amorphe*.

Mais on utilise également des III-V comme l'arséniure de gallium et des couches minces comme de CdTe (tellurure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium-disélénium).

3.2.1 Cellules au silicium cristallin

Les cellules au silicium cristallin sont les plus répandues. Elles se présentent sous forme de plaquettes rondes, carrées ou pseudo carrées. Si l'on parle de matériau « cristallin », c'est parce que le silicium qui les constitue est ordonné, avec un arrangement parfait des atomes, selon une structure atomique ordonnée de type tétraédrique.

Si la photopile est constituée d'un seul cristal, on parle de silicium *monocristallin* et elle a un aspect uniforme et gris bleuté, parfois noir. Si par contre la photopile est faite de silicium *multicristallin* (on dit plus couramment *polycristallin*), elle est composée de plusieurs cristaux assemblés, et présente l'aspect d'une « mosaïque » compacte de fragments cristallins bleutés de quelques millimètres à quelques centimètres, appelés « grains ».

Élaboration du silicium métallurgique

Le silicium n'existe dans la nature que sous forme oxydée puisqu'il est le constituant de base du sable, sous forme de silice. Pour fabriquer du silicium pur, on va donc employer du sable sous forme de quartz cristallisé. Le procédé de raffinage est une réduction dans un four à arc électrique par du carbone. La réaction suit l'équation :

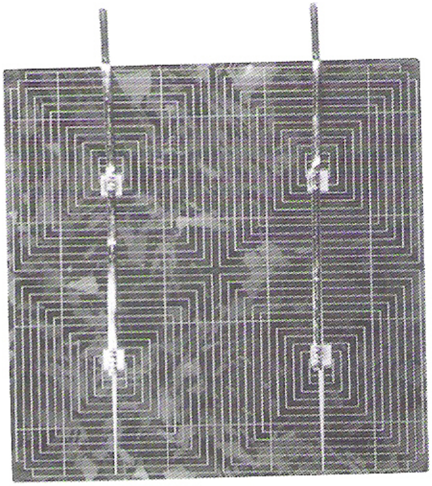


Photo 3.1 – Cellule au silicium multicristallin (Photowatt International)

$$SiO_2 + 2C \rightarrow Si + 2CO$$

On fabrique selon ce procédé plus d'un million de tonnes de ce silicium par an, dit « métallurgique ». Sa pureté est de l'ordre de 98 à 99 %, les impuretés les plus importantes étant l'aluminium et le fer. Sa principale utilisation est comme composant de l'aluminium et de l'acier. Une petite proportion de cette production, quelques dizaines de tonnes, sera purifiée pour l'industrie électronique.

Pour obtenir un matériau suffisamment pur pour fabriquer des composants électroniques, on utilise le procédé Siemens qui transforme le silicium en trichlorosilane à l'aide d'acide chlorhydrique :

$$Si + 3HCl \leftrightarrow SiHCl_3 + H_2$$

Cette réaction étant réversible, elle servira également à récupérer le silicium après la purification, qui est réalisée par distillation fractionnée du trichlorosilane.

Le silicium obtenu par réduction à l'hydrogène se déposera finalement sur une baguette de silicium chauffée sous forme de petits grains polycristallins. Ce silicium polycristallin, pur à environ 99,999 %, est onéreux car cette dernière étape a un mauvais rendement de matière (environ 37 %) et nécessite beaucoup d'énergie.

Remarque : ce silicium polycristallin n'est pas le même que celui que l'on emploie dans les modules dits « polycristallins », car les grains sont trop fins (voir ce qui suit).

Cellules monocristallines

Pour passer de ce silicium pur, polycristallin, à un matériau monocristallin uti sable pour les composants électroniques, il existe aujourd'hui deux méthodes.

La première, la plus classique, connue sous le nom de *procédé Czochralski*, consis à étirer des barreaux cylindriques à partir de silicium fondu et de scier ensuite c barreaux en wafers.

Le polycristal est fondu dans un creuset avec un peu de dopant, par exemple d bore pour obtenir un matériau de base de type p (sur le principe du dopag *cf.* § 3.1.3). Au sommet de ce bain, on place une bouture de silicium monocri tallin dans l'orientation précise que l'on veut obtenir et l'on fait croître le crist sous la bouture en tirant, tournant et contrôlant très précisément la températur On fait croître ainsi dans la même orientation que la bouture des cristaux de 1 2 m de long et jusqu'à 30 cm de diamètre. Pour obtenir des tranches de siliciu (wafers) d'environ 200 à 400 µm, épaisseur utilisable, il faut ensuite couper l matériau avec une scie à fils.

Un fil d'acier d'environ 0,2 mm de diamètre transporte un abrasif, par exempl du carbure de silicium, et passe à grande vitesse sur le silicium. Le procédé perme de scier en une fois un lingot complet de silicium, le fil tournant autour du ling en formant une trame.

Le procédé total a un rendement en matière plutôt faible (15 à 20 %) et il est ass gourmand en énergie.

C'est pourquoi depuis longtemps de nombreuses méthodes ont été expérimenté pour produire des plaquettes directement à partir du silicium fondu, procéd connu sous le terme *silicium ruban*. Le silicium fondu est étiré directement sou forme d'un ruban, plan ou tubulaire. Les difficultés résident dans la définition d bon support pour soutenir le ruban au cours de l'étirement, et la gestion de calories à évacuer. Le degré de cristallisation dépend de la vitesse de tirage et certains procédés à faible vitesse d'étirement peuvent conduire à du silicium « ruban quasi monocristallin à 15 % de rendement.

Une fois les wafers de silicium constitués, le plus souvent de type p, il reste le étapes suivantes pour fabriquer la cellule solaire :

– le décapage de la surface pour éliminer les défauts de sciage, puis une gravur sélective pour obtenir une surface texturée en petites pyramides, ce qui amélior la collecte de la lumière dans toutes les directions ;
– une diffusion de phosphore pour réaliser la jonction pour obtenir une couch n+ en surface et n à la jonction ;
– un dopage de l'arrière avec de l'aluminium (sérigraphie et cuisson), ce qui cré une diffusion p+ et une surface améliorant la collecte des charges ;
– le dépôt d'une couche antireflet sur l'avant ;

– le dépôt d'une *grille* de métallisation sur l'avant (électrode (–)) ;
– le dépôt d'un métal soudable sur l'arrière (électrode (+)) ;
– le test et tri de toutes les cellules fabriquées.

La *figure 3.11* montre en coupe une cellule au silicium monocristallin (échelles non respectées).

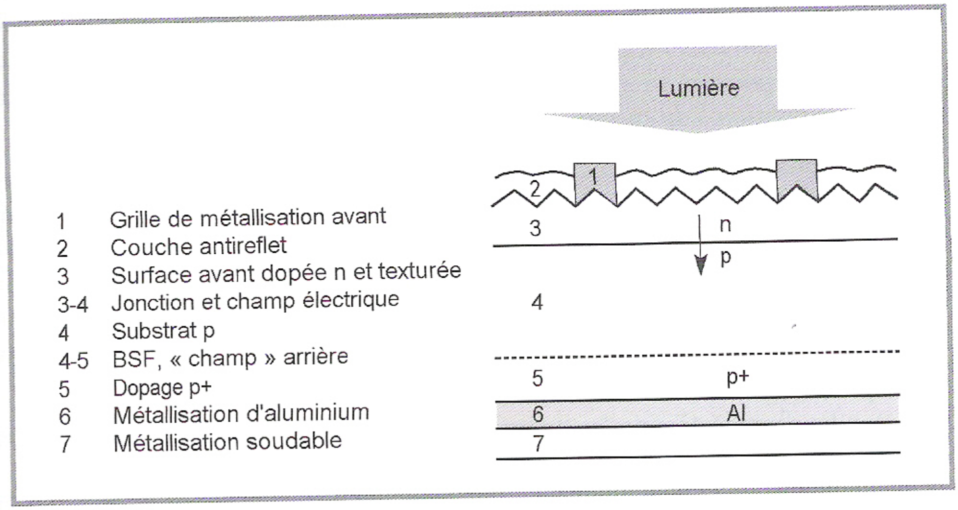


Figure 3.11 – Composition d'une cellule au Silicium monocristallin

Pour économiser l'énergie et réduire les coûts de fabrication, la tendance actuelle des industriels est de réaliser des chaînes de fabrication à procédés si possible secs et d'éviter au maximum les manipulations de wafers. Les différents traitements thermiques, et même parfois la diffusion, se font dans des fours à bande et le procédé peut être continu sans stock intermédiaire, ce qui facilite son automatisation. Une autre tendance est de scier toujours plus fin, 100 µm étant suffisant pour capter tout le spectre reçu sur terre, certains constructeurs essaient de traiter des wafers de 130 à 180 µm, mais cette épaisseur est actuellement un minimum pour limiter la casse lors de manipulations et de chocs thermiques éventuels.

La cellule au silicium monocristallin couramment disponible sur le marché atteint actuellement les rendements les plus élevés : certains constructeurs multiplient les procédés sophistiqués : diffusion très proche de la surface avant pour améliorer la collecte des photons de petite longueur d'onde (photons très énergétiques et pénétrant peu dans le silicium), métallisation avant extrêmement fine déposée au fond d'une gorge gravée au laser, deux couches antireflet…

Ces procédés assez onéreux, ainsi que l'utilisation d'un matériau de grande pureté et d'une grande quantité d'énergie pour sa fabrication, font de la cellule monocristalline la plus chère du marché. D'autre part, la pureté élevée du matériau,

indispensable lorsque l'on fabrique des structures microscopiques (circuits intég n'est peut-être pas nécessaire pour une grosse diode de plusieurs dizaines de c destinée à la conversion photovoltaïque.

Cellules multicristallines

Dès le milieu des années soixante-dix, on a déterminé quels éléments étaient no au bon rendement des cellules solaires et par quel moyen on pourrait fabriquer cristal de silicium bon marché de qualité dite « solaire ». Ainsi est né le silici polycristallin ou plutôt *multicristallin* de qualité solaire qui apparaît comme juxtaposition de petits cristaux monocristallins d'orientations différentes et dimensions du millimètre au centimètre.

Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage monocristaux, dans une cuve le plus souvent carrée, à température et atmosph contrôlées. Divers procédés thermiques et chimiques sont employés à ce stade p « repousser » les principales impuretés à la périphérie du creuset, ce qui forme u « croûte » que l'on élimine après durcissement. Le bloc ainsi obtenu sera ensu taillé en barreaux de section carrée (10 × 10 ou 15 × 15 cm) qui seront eux-mêm sciés en wafers.

Le procédé économise de la surface : puisque les wafers sont carrés, le rendem en matière est bon, et le « remplissage » du module photovoltaïque est p dense. La recristallisation a également un effet bénéfique sur la pureté locale matériau, les impuretés restantes étant concentrées aux frontières entre crista appelés *joints de grains*.

Cette technologie est aujourd'hui la plus répandue car bien maîtrisée sur le p industriel et offrant un bon rapport qualité/prix.

3.2.2 Cellules au silicium amorphe

Le silicium est aussi utilisé en couche mince dite « amorphe » car de struct désordonnée, de type « vitreuse ». L'organisation des atomes n'est plus réguli comme dans un cristal, elle est déformée, et l'ordre cristallin n'est maintenu q courte distance (2 à 3 liaisons atomiques). Le matériau comporte alors d déformations, des petites cavités, et lorsque les atomes ne sont liés qu'à tr autres atomes au lieu de quatre, cela crée des liaisons non satisfaites ou *liais pendantes*. Le silicium amorphe pur est donc un mauvais semi-conducteur, pl de défauts, et on ne peut pas le doper.

Cependant, lorsque le silicium amorphe est fabriqué à partir du gaz silane (SiH ce qui est le cas général, il contient une proportion importante d'hydrogène (10 %) qui va se lier à ces liaisons pendantes, réduisant ainsi la densité de déf et permettant la collecte des charges et le dopage du matériau. La *figure 3.12* mon un arrangement possible d'atomes de silicium amorphe avec de l'hydrogène.

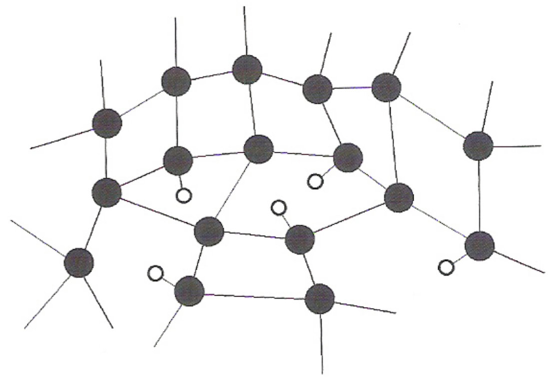


Figure 3.12 – Représentation schématique d'un réseau de silicium amorphe hydrogéné

Ce matériau est donc un alliage amorphe de silicium et d'hydrogène que les scientifiques écrivent a-Si:H (silicium amorphe hydrogéné). Cet alliage présente un gap plus élevé que le silicium cristallin et absorbe la lumière beaucoup plus fortement : une couche de 1 µm d'épaisseur suffit à capter le rayonnement reçu sur terre. En pratique l'épaisseur des jonctions peut descendre jusqu'à 0,2 µm.

La technique la plus courante pour fabriquer les cellules au silicium amorphe est le dépôt par plasma. Les couches sont déposées directement à partir du gaz silane (SiH_4) dans une enceinte sous vide secondaire. Les supports de verre sont introduits dans la machine, puis chauffés à 150-200 °C. Le silane introduit dans l'enceinte est décomposé par une décharge radio-fréquence. Dans le plasma ainsi formé, le silicium et l'hydrogène libérés reforment un matériau solide, mais désordonné donc, sur les plaques supports.

Le principal avantage de cette technique est que l'on peut empiler toutes sortes de couches différentes, juste en modifiant la composition gazeuse, et même bien souvent sans arrêter le plasma. Ainsi, le dopage est effectué lors du dépôt en ajoutant les éléments sous forme d'hydrures gazeux : du diborane – B_2H_6 – pour le bore (dopage p) et de la phosphine – PH_3 – pour le phosphore (dopage n).

Pour que la cellule soit complète, il faut deux électrodes de part et d'autre du silicium. Quand la cellule est déposée sur verre, ce qui est encore le plus fréquent, l'électrode (+) est une couche transparente et conductrice déposée sur le verre avant le silicium. C'est un oxyde métallique tel que le SnO_2 : oxyde d'étain dopé au fluor, ou l'ITO : oxyde d'indium et d'étain.

La qualité de cette électrode avant est importante et elle contribue souvent à créer de la diffusion dans le dispositif pour une meilleure absorption de la lumière

(*cf.* § 3.1.1, *figure 3.2*). À l'arrière, l'électrode (–) est le plus souvent constit d'aluminium, également en couche mince, puis de nickel ou d'un autre matéri soudable. L'aluminium est un bon réflecteur de la lumière : ainsi, les photons q traversent la jonction ont une deuxième chance d'absorption.

La *figure 3.13* récapitule la structure complète d'une cellule au silicium amorp (simple jonction).

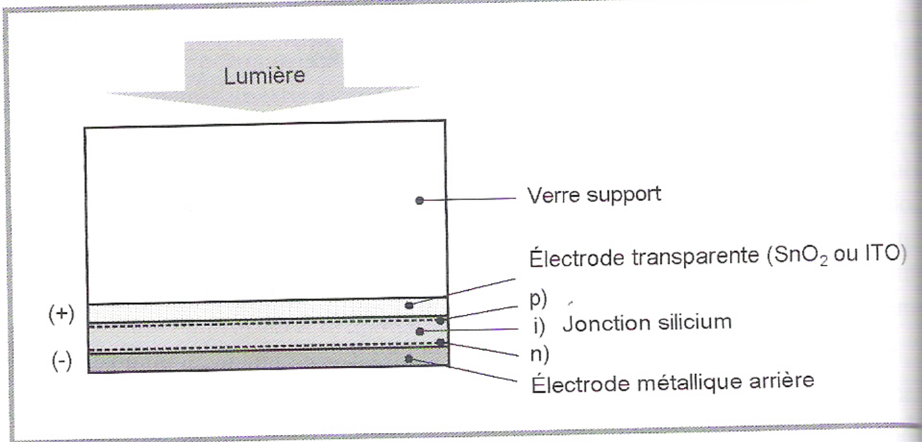


Figure 3.13 – Structure d'une cellule au silicium amorphe hydrogéné (échelles non respectées)

Un autre intérêt de cette technologie, c'est qu'elle permet de réaliser des structu *multijonctions* à gaps différents, chaque jonction étant spécialisée dans la conv sion d'une bande du spectre de lumière. En effet, comme on l'a vu, il est fa d'empiler les couches en modifiant simplement le mélange gazeux au cours dépôt de la photopile dans l'enceinte à plasma.

Or, le gap optique du silicium amorphe est de 1,77 eV, et il n'absorbe pas la pa rouge du spectre visible ($\lambda > 0{,}7$ µm). Le germanium, également tétravalent (a 4 liaisons), a un gap beaucoup plus faible et un bon alliage silicium-germani absorbera cette partie rouge. Donc il est intéressant de placer derrière la jonct silicium une jonction au silicium-germanium. De plus cela augmente le volt de la cellule et diminue les effets de la stabilisation.

Cette *stabilisation* est un phénomène spécifique aux matériaux amorphes, souv appelé à tort « vieillissement ». Car il ne s'agit pas d'une dégradation inexora mais d'un simple phénomène de « rodage » : le matériau qui, comme on le s comporte un certain nombre de défauts à l'échelle atomique, se dégrade de 1 25 % pendant les premiers temps d'exposition au soleil. Mais ensuite, les per mances sont stables. Cette dégradation provient de certains défauts *métasta* des défauts potentiels en quelque sorte, qui apparaissent sous illumination,

liaisons atomiques faibles, par exemple. Mais comme leur proportion est limitée, c'est un phénomène qui s'arrête assez rapidement (après quelques mois en extérieur). Les fabricants luttent contre ce phénomène en améliorant la qualité du matériau, mais il n'est pas possible de l'éliminer totalement.

L'utilisateur potentiel est en droit de réclamer de connaître les performances « stabilisées » des composants photovoltaïques du commerce au silicium amorphe. Il arrive que les documentations ne soient pas très claires sur ce point.

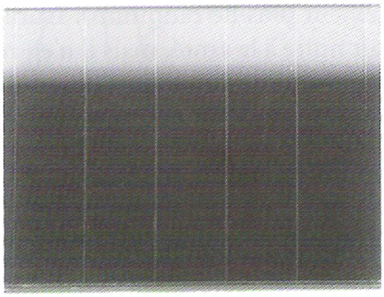


Photo 3.2 – Photopile au silicium amorphe

3.2.3 Autres technologies

Entre matériaux cristallisés et couches minces amorphes, il existe une autre famille de matériaux, beaucoup moins répandus, il s'agit des couches minces polycristallines. Le silicium polycristallin en couche mince serait intéressant notamment s'il pouvait allier le rendement du silicium cristallin à fort éclairement et la simplicité de fabrication des films minces. Mais ce matériau ne fait pour le moment que l'objet d'études de laboratoire.

Les autres films polycristallins déjà commercialisés sont à base d'autres semi-conducteurs comme le tellurure de cadmium (CdTe) et les alliages à base de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS ou CIGS).

Cellules au CdTe

Ce matériau est intéressant du fait de son gap optique 1,45 eV et de sa forte absorption qui permet en moins de 2 µm d'épaisseur d'absorber la quasi-totalité du spectre visible. Il est ordinairement déposé sur du CdS (sulfure de cadmium) de type n, qui sert de couche avant, pour former une *hétérojonction* (jonction à deux matériaux). Les résultats de laboratoire sont très intéressants avec notamment un rendement de 15,8 % obtenus par une équipe de Floride.

Cependant la production industrielle bute encore sur des problèmes techni liés à la maîtrise des procédés comme le dopage p du CdTe, et à la fiabilité l terme, particulièrement celle du contact arrière. De nombreuses technique fabrication ont été essayées et des pilotes industriels tournent déjà. Quel photopiles et modules sont commercialisés, notamment les cellules Suncera Matsushita, avec des rendements de 8 % et une technique potentiellement économique.

Mais ce qui risque de freiner le développement de ces techniques, c'est surto toxicité du cadmium. C'est avant tout un problème d'image, car le risque est tout lié à la manipulation en usine et peut être maîtrisé (d'autres indus emploient nettement plus de cadmium). L'utilisation de tels modules photo taïques ne saurait nuire à la santé, mais il n'en reste pas moins que cela ne fav pas leur développement.

Cellules CIS et CIGS

Le CIS, $CuInSe_2$ est un composé qui se dépose également sur une fenêtre en C type n. Théoriquement, cette hétérojonction peut atteindre 25 % de rendem Elle a d'excellentes propriétés d'absorption, mais son gap est un peu faible. P l'élargir, l'indium est allié au gallium et le sélénium à du soufre, d'où le sym CIGS, pour $Cu(In, Ga)(Se, S)_2$. Cela donne des jonctions qui, en pratique, peu atteindre 17 % en laboratoire et 11 % en usine.

Pour les mêmes raisons qu'évoquées ci-dessus (toxicité du Cadmium), cette te nologie ne se développe pas vite et on continue à chercher une alternative couche CdS, encore sans succès.

Néanmoins des produits commerciaux existent, par exemple chez SHELL S on trouve des panneaux CIS de 5 à 30 W_c (série ST).

3.3 Propriétés des cellules solaires

3.3.1 Réponse spectrale

Revenons un instant en arrière pour voir les propriétés optiques des cellules sola qui ont leur importance lorsque les cellules sont exposées sous diverses source lumière. On appelle *réponse spectrale* la courbe de réponse d'une cellule en fonc de la couleur du rayonnement incident. À la *figure 3.14*, on a représent réponses du silicium cristallin et du silicium amorphe (il n'y a pas de différ notable entre la réponse du silicium mono et multicristallin). On se référer chapitre 2 pour les détails sur le spectre solaire.

Le matériau amorphe répond mieux dans le bleu (faibles longueurs d'on mais le cristallin est plus performant dans le rouge et le proche infrarouge (7

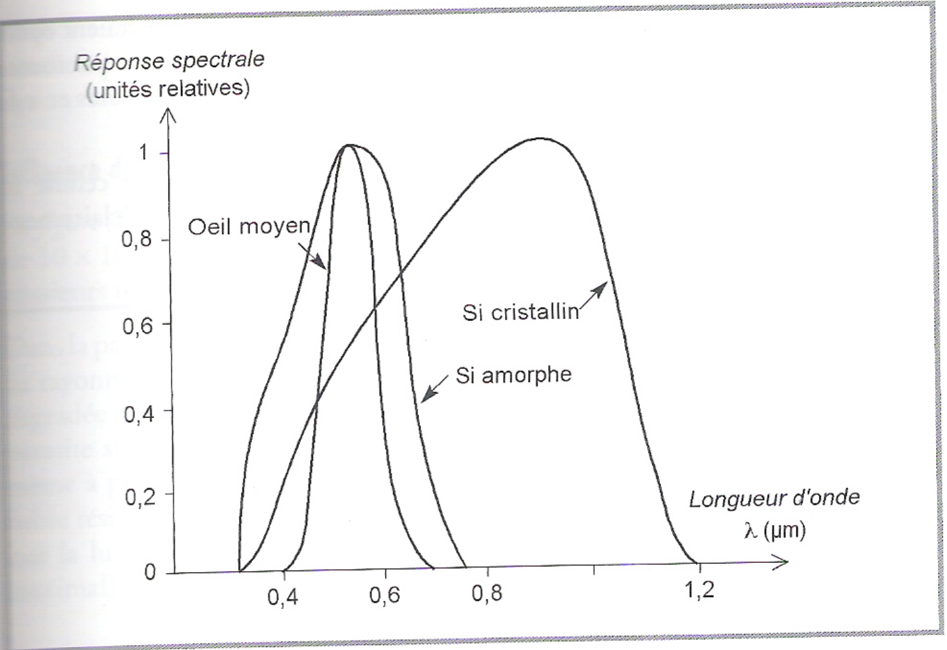


Figure 3.14 – Réponses spectrales des différents types de cellules solaires

1 100 nm). Cette propriété explique notamment le meilleur comportement du silicium cristallin au soleil, et la préférence du silicium amorphe pour les éclairages artificiels, plus riches en lumière bleue.

Pour les fabricants, améliorer cette réponse spectrale, c'est chercher des solutions pour renforcer l'absorption des différentes couleurs dans le dispositif, c'est-à-dire en face avant du dispositif pour la lumière bleue, absorbée dès les premiers nm de matériau, et pour la lumière rouge au cœur ou en face arrière du dispositif (lorsqu'il s'agit de couches minces).

Exemples d'améliorations possibles de la réponse spectrale :

- diminution de la réflexion en face avant par une couche antireflet ;
- utilisation d'un miroir arrière comme électrode métallique (à l'argent, qui réfléchit mieux que l'aluminium) ;
- empilement de cellules à gaps optiques différents (*cf.* § 3.2.2).

3.2.2 Caractéristiques électriques

Comme on l'a vu lorsque l'on a défini le rendement énergétique et les conditions de mesure de ce rendement (*cf.* § 3.1.4), les technologies de cellules solaires sont souvent comparées entre elles uniquement au soleil, sous un rayonnement de 1 000 W/m^2 (conditions dites « STC »), qui n'est pas le cas général, loin s'en faut.

Mais lorsque ces normes ont été définies, tous les panneaux étaient optimisés p le grand soleil, sans doute parce qu'on n'imaginait pas à l'époque toutes les ap cations que le solaire allait couvrir ensuite dans les pays tempérés et *a fortiori* s éclairage artificiel.

La *figure 3.15* montre les performances comparées d'une cellule au silici monocristallin et d'une cellule au silicium amorphe sous cet éclairement maxi

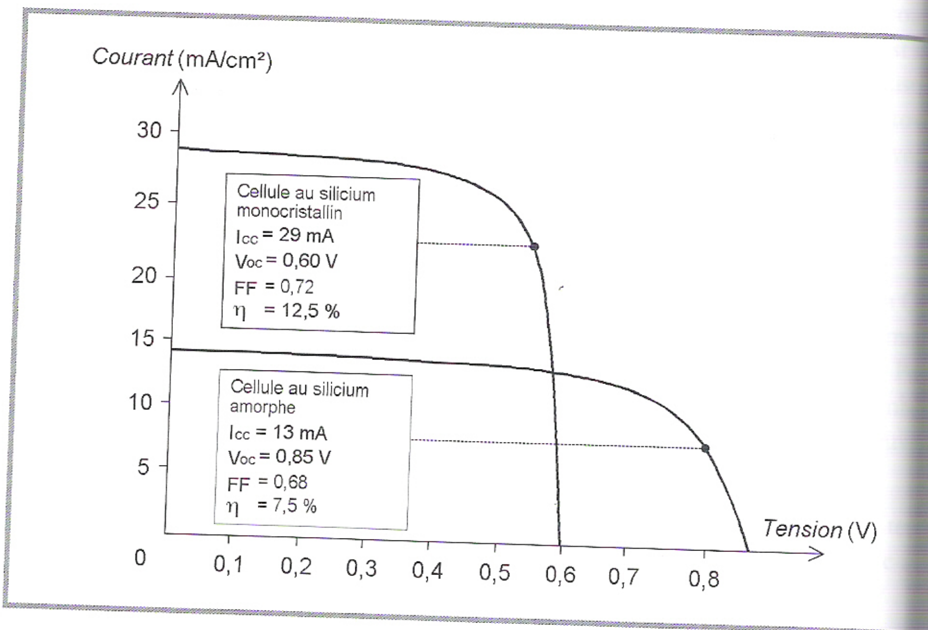


Figure 3.15 – Caractéristiques courant-tension comparées d'une cellule au silicium amorphe et d'une cellule au silicium cristallin (sous 1 000 W/m²)

La cellule amorphe, grâce à son gap plus élevé que le silicium cristallin, a u tension plus élevée. Mais son courant sous fort éclairement est nettement p faible en raison de sa moins bonne collecte et de sa faible épaisseur.

Ainsi, les panneaux monocristallins sont les plus performants du marché et at gnent, en 2004, environ 12 à 15 % de rendement STC.

Les caractéristiques électriques des cellules multicristallines, les plus répand actuellement, sont similaires aux monocristallines (même gap). Seuls cert défauts différencient ce matériau, en particulier les joints de grains (*cf.* § 3.2 et les rendements de conversion atteignent 10 à 12 %.

La technologie amorphe, quant à elle, fournit industriellement des panne de 6 à 8 % de rendement STC en simple jonction et jusqu'à 10-12 % en mu jonctions.

Mais attention, tous ces rendements sont donnés sous fort ensoleillement, aux conditions STC (sous 1 000 W/m², spectre AM1,5, 25 °C *cf.* § 2.3). Voyons maintenant l'influence de l'ensoleillement et de la température.

Influence de l'éclairement

La *figure 3.16* présente les caractéristiques d'une cellule monocristalline typique de 10 × 10 cm : on a tracé la variation du courant par rapport à la tension pour plusieurs intensités de rayonnement solaire.

Dans la partie gauche des caractéristiques, le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse ; dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez élevée et la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Pour une cellule polycristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que la lumière est en dessous de 30 à 50 W/m² (3 à 5 % de l'ensoleillement maximal).

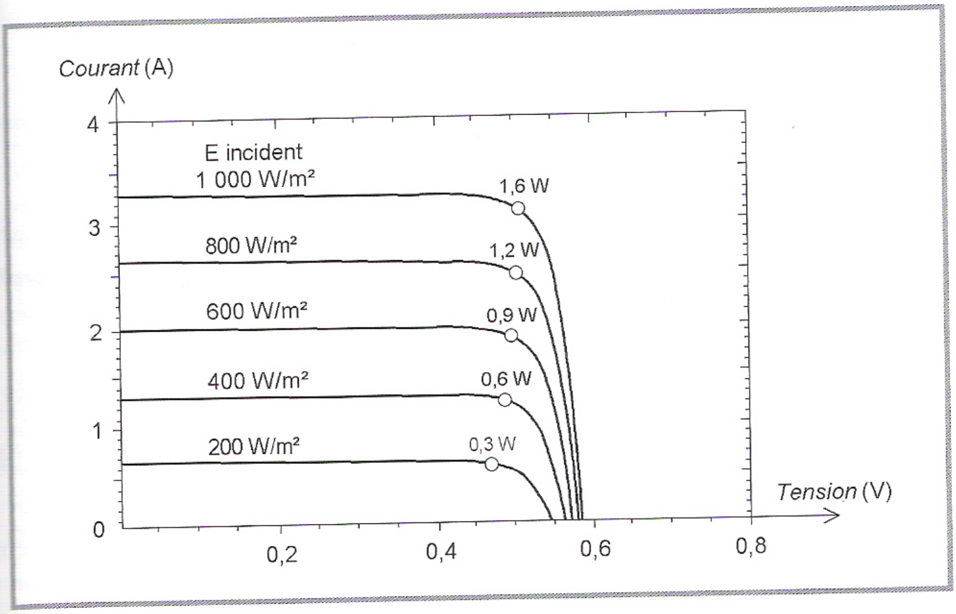


Figure 3.16 – Courbes I(V) sous diverses intensités de rayonnement d'une cellule monocristalline

Cette baisse de la tension avec l'éclairement est beaucoup moins prononcée avec le silicium amorphe, qui peut fonctionner même à très faibles éclairements et dans les petites longueurs d'onde (bleu d'éclairage fluorescent). Lui seul peut

équiper les produits grand public à usage intérieur, c'est-à-dire sous illumina réduite : montres, calculettes, organizers… Et c'est un marché conséquent.

Sachant que 1 000 W/m² équivalent à 100 000 lux et que l'éclairement intér varie de 100 à 1 000 lux, on voit que la photopile amorphe est performante à faible flux, jusqu'à 0,1 à 1 % du rayonnement solaire normalisé (voir *figure 3.1*

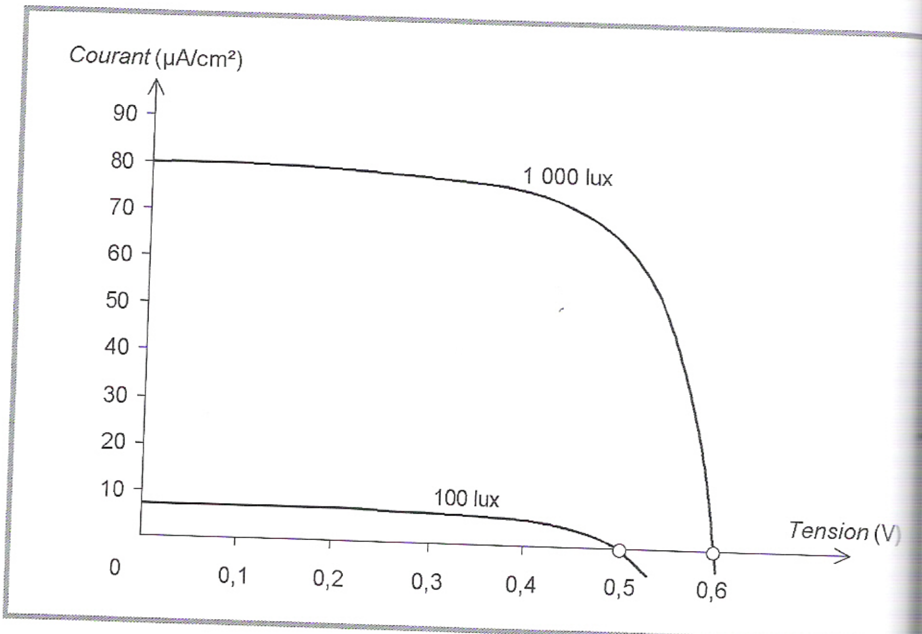


Figure 3.17 – Courbes I(V) d'une photopile au silicium amorphe sous faible éclairement (source : tubes fluorescents)

Influence de la température

L'influence de la température est très significative, et demandera des ch importants dans la conception des panneaux et des systèmes.

Malheureusement, la tension d'une cellule cristalline baisse assez fortement a la température, comme on l'a vu lors de l'établissement de la relation coura tension (*cf.* « À retenir » à la fin du § 3.1.2). Cet effet est représenté à *figure 3.18* où l'on voit différentes courbes d'une cellule cristalline entre 10 75 °C sous un ensoleillement de 1 000 W/m².

La tension perd 2 à 2,5 mV/°C (soit – 0,41 %/°C) ce qui donne un déficit de à 100 mV entre 10 et 50 °C par exemple. Pour d'autres technologies, les variatio de la tension en fonction de la température baissent lorsque le gap augmente : po le silicium amorphe, l'effet est réduit de 30 % (environ 0,29 %/°C).

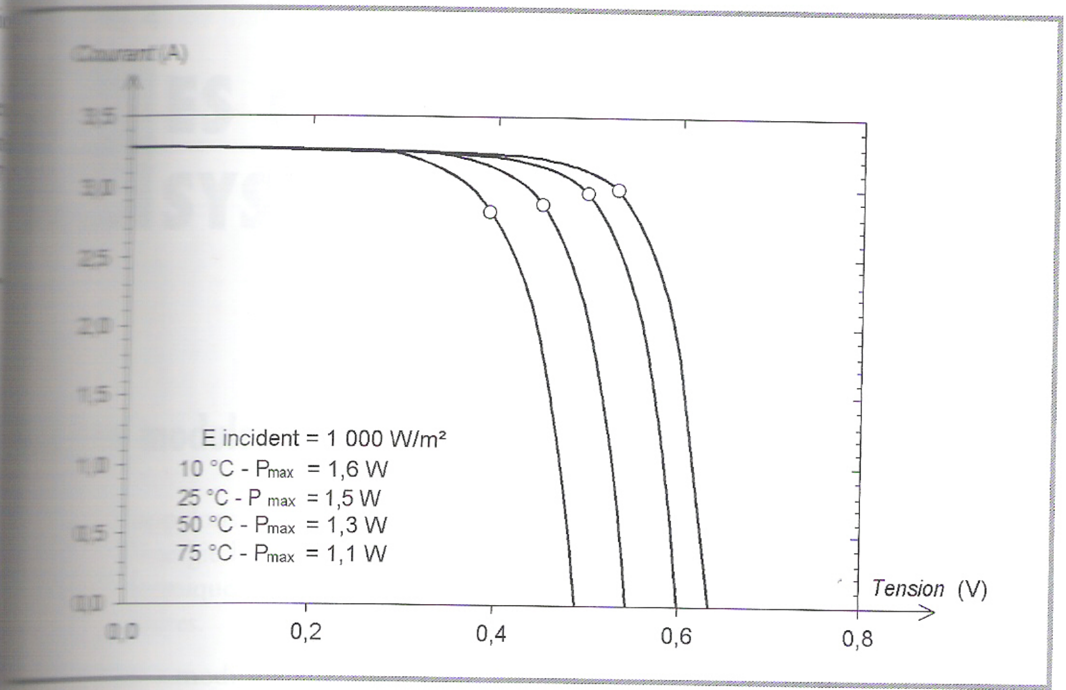


Figure 3.18 – Courbes I(V) d'une cellule monocristalline à diverses températures

Sous l'effet d'une hausse de la température, le courant gagne quant à lui un petit peu d'intensité. Ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. Mais l'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule cristalline en température est une perte de 0,4 à 0,5 % par degré.

On peut se demander si une cellule est susceptible de monter aussi haut en température sur le terrain (75 °C). C'est malheureusement possible : on verra au chapitre 4 que la température réelle de fonctionnement d'une cellule est toujours supérieure à la température ambiante. Cet écart dépend de la construction du module dans lequel elle est implantée (*cf.* § 4.1.3).

CHAPITRE 4

LES COMPOSANTS D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

4.1 Les modules photovoltaïques

Rappelons tout d'abord que les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, à ne pas confondre avec les capteurs solaires thermiques ou capteurs plans, qui eux, produisent de la chaleur à partir des rayons solaires.

Le « module » photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies. Il faut presque toujours plusieurs photopiles en série pour générer une tension utilisable.

De plus, cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Les photopiles sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.).

On réalise donc des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (1 à 150 W_c par module), capables de générer du courant continu en basse tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ces modules constituent la partie *productrice d'énergie* dans un générateur photovoltaïque.

Des modules de plus en plus puissants sont disponibles sur le marché, en particulier pour la connexion au réseau, mais il y a tout de même une limite liée au poids et à la manipulation. Donc pour constituer un générateur de puissance élevée, on réunit presque systématiquement plusieurs modules photovoltaïques, souvent de même puissance, et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système (*cf.* § 4.1.4).

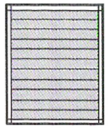
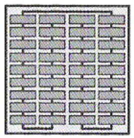
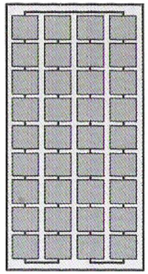
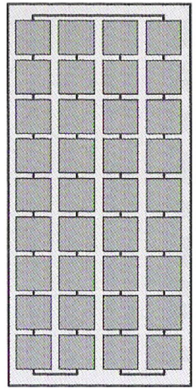
0-2 W_C Micropuissance 0 - 500 cm²	**2-10 W_C** Faible puissance 500 cm² - 0,2 m²	**20-50 W_C** Moyenne puissance 0,2 - 0,5 m²	**50-150 W_C** Forte puissance > 0,5 m²
 Cellule solaire type « intérieur » de 1,5 à 6 V  Petit module silicium amorphe de 4 à 12 V	  Modules en silicium amorphe, CIS ou silicium polycristallin 6 ou 12 V	 Modules en silicium cristallin, mono ou poly (et parfois CIS) 6 ou 12 V	 Modules en silicium cristallin, mono ou poly 12, 24 V et +
Calculettes, montres, jouets, mesures médicales, téléphones d'urgence, alarmes ...	Instrumentation, signalisation routière, stations météo, parcmètres, clôtures électriques, petite électrification rurale, nautisme, caravaning ...		Habitat isolé, électrification rurale, connexion au réseau, relais télécoms, protection cathodique, centrales solaires.

Figure 4.1 – Les principaux modules photovoltaïques

4.1.1 Types de modules photovoltaïques

Avant de décrire dans les détails les modules et leurs caractéristiques, nous présentons ici un tableau récapitulatif des technologies existantes selon les puissances et l'utilisation que l'on en fait (*figure 4.1*). Le chapitre 5 donnera plus de détail sur toutes ces applications.

4.1.2 De la cellule au module

On aborde ici les méthodes de fabrication actuelles afin de mieux comprendre les possibilités, les contraintes et les développements futurs des technologies existantes. On se référera au chapitre 3 pour la description des divers matériaux photovoltaïques et des cellules solaires elles-mêmes.

Silicium cristallin

Observons à la *figure 4.2* la structure d'un module au silicium cristallin (mono ou multicristallin, *cf.* § 3.2.1). Il est composé d'un certain nombre de photopiles (ou cellules) disposées en rang, connectées entre elles en série et assemblées de façon étanche dans un encadrement.

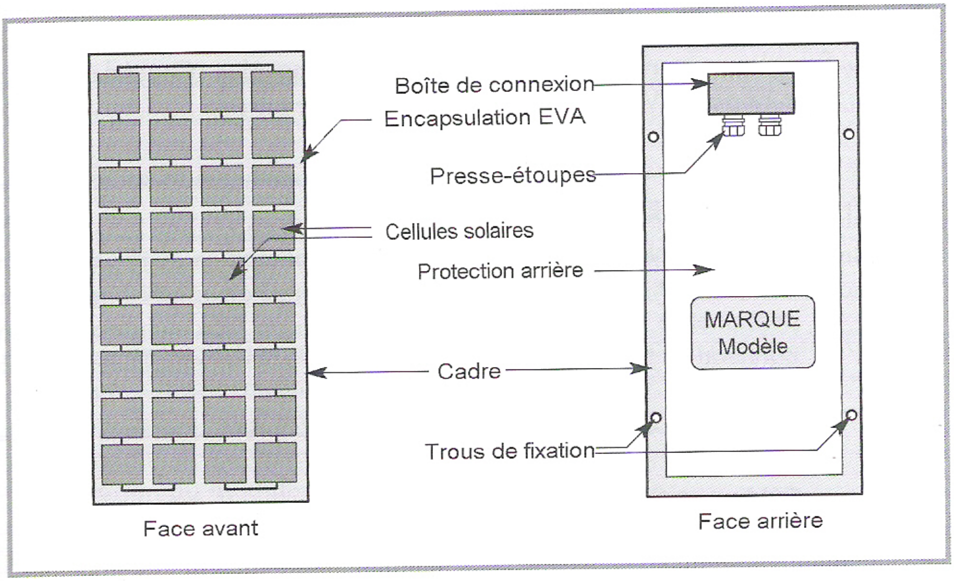


Figure 4.2 – Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin

Mise en série

Mettre des photopiles en série est indispensable pour produire une tension utilisable. Cela répond à des règles électriques et mécaniques (possibilités d'assemblage des cellules).

- *Nombre de cellules par module*

Une cellule au silicium cristallin présente une tension de circuit ouvert de 0, à 0,60 V et un point de puissance maximale situé à 0,46-0,47 V. Considéra que le panneau doit pouvoir charger une batterie 12 V jusqu'à sa tension ma male d'environ 14 V et que l'on va perdre 2 à 3 V en câblage et du fait des élé tions de température (*cf.* § 3.3.2) il faudra disposer d'un panneau fournissant minimum 16-17 V à sa puissance maximale. Si l'on divise 16,5 par 0,46, trouve le nombre arrondi de 36, valeur extrêmement courante comme nombre cellules séries des panneaux usuels du marché. De plus, cela permet de disposer photopiles d'un module en 4 rangées de 9. En pratique, les modèles les plus co rants en 12 V comportent 32 à 44 cellules : cela dépend de la valeur exacte d tension de chaque cellule et de la température d'utilisation.

Par exemple, dans un pays très chaud où la température ambiante monte jusq 50 °C, on peut être amené à installer des panneaux 12 V à 40 cellules. À rais de – 2 mV/°C (*cf.* § 3.3.2), chaque cellule perd 50 mV entre 25 et 50 °C, e tension de fonctionnement d'un panneau 36 cellules chute de 1,8 V. Il faut do théoriquement 4 cellules supplémentaires pour y remédier (1,8/0,46 = 3,9).

Les modules en 24 V, de plus en plus répandus pour les systèmes de puissan auront deux fois plus de cellules, donc couramment 72. Pour la connexion réseau, des panneaux spéciaux comportant un nombre encore supérieur de cellu fournissent souvent des tensions de 100 V ou plus. Cependant, les panne type 12 ou 24 V sont encore largement majoritaires.

REMARQUE

Ces contraintes sur le nombre de cellules par module qu'impose la température peuvent être levées par l'emploi d'un régulateur MPPT, qui optimise en permanence la tension de travail pour tirer un maximum de puissance du panneau en toutes circonstances, quels que soient l'ensoleillement et la température (*cf.* § 4.3.2).

- *Câblage série des cellules*

Pour connecter les cellules en série, le contact (–) en face avant de la premi doit être relié au contact (+) en face arrière de la cellule suivante, le contact (–) cette dernière au contact (+) de la suivante, etc. Ces liaisons nécessitent un cont soudable de chaque côté des cellules, le plus souvent à base d'étain ou d'arge On les réalise avec des rubans de cuivre étamés, à la fois souples, extra plats soudables. Voir la *figure 4.3* qui fait apparaître ces connexions internes.

Que se passe-t-il d'un point de vue électrique lorsque des cellules sont mises série ? Il en va de même que pour des piles ou d'autres générateurs : les tensions

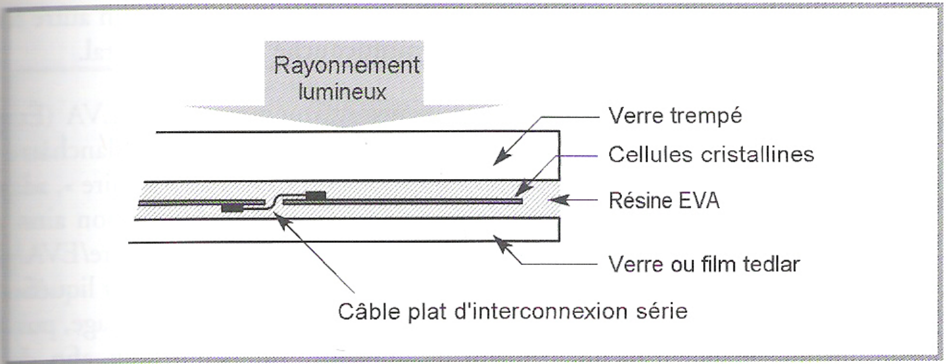


Figure 4.3 – Vue en coupe d'un module au silicium cristallin

toutes les cellules s'ajoutent et le courant est le même que celui d'une seule cellule. C'est pourquoi il faut toujours des cellules de même courant pour les mettre en série : en fabrication, on appelle cela *l'appairage* : on trie les cellules selon leur courant pour les câbler entre elles. Si l'une d'elles était plus faible én courant, elle imposerait son courant à toute la série, ce qui pénaliserait le module complet.

Si l'on câblait des cellules en parallèle, à l'inverse de la série, ce sont les courants qui s'ajouteraient et la tension qui resterait constante. Il faudrait cette fois-ci appairer les tensions et non les courants. C'est ce qui se passe lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur plus puissant (*cf.* § 4.1.4).

Encapsulation et encadrement

Une fois ces connexions effectuées, on réalise l'opération dite « encapsulation » : les photopiles sont enrobées dans une résine et prises en « sandwich » entre deux supports en éloignant les cellules d'environ 1 cm du bord pour éviter la corrosion :

- *en face avant*, il faut placer un revêtement transparent et résistant. Un verre trempé[1] « haute transmission » est un bon choix. Il s'agit de verre de moindre concentration en oxyde de fer que le verre à vitre et donc plus transparent. L'épaisseur de ce verre est généralement de 3 ou 4 mm d'épaisseur selon la dimension du module ;
- *en face arrière*, on a longtemps mis également du verre, selon la technique du bi-verre feuilleté inspirée de la fabrication des pare-brise automobiles. C'est évidemment la solution la plus résistante, qui de plus offre une transparence intéressante pour certaines applications architecturales. Mais il est plus économique et parfois aussi efficace d'utiliser un film plastique de type PVF (connu

1. Le « trempage » du verre, par un procédé chimique ou thermique, le rend beaucoup plus résistant, en tout cas quasiment insensible à la grêle. En conséquence, on ne peut plus le couper facilement : la trempe doit être réalisée sur des plaques au format définitif.

sous la marque « Tedlar » chez Dupont de Nemours), ou un autre film faisa barrière à l'humidité comme un multicouche plastique/métal.

La résine d'enrobage, quant à elle, est fréquemment de l'EVA (Éthyl-Viny Acétate). Elle se présente sous forme de feuilles de couleur blanchâtre, qui so placées entre les revêtements et les photopiles. L'EVA dit « solaire », adapté à cet opération, comporte des additifs pour amorcer la solidification ainsi que po favoriser l'adhérence sur le verre. On chauffe l'empilement verre/EVA/photopil câblées/EVA/verre (ou film plastique) jusqu'à 100-120 °C pour liquéfier la rési on exerce alors une pression pour chasser l'air et réaliser le collage, puis on mai tient la température vers 140 °C pendant environ 30 min afin de solidifi – *réticuler* – l'EVA. Il devient alors transparent, avec un indice de réfraction proc de celui du verre ce qui évite les pertes optiques. La technologie employée s'app rente à celle des pare-brise feuilletés, à la différence que le verre étant plat et no courbe, il suffit d'1 bar de pression pour effectuer ce collage (contre 3 à 5 ba dans les autoclaves de l'industrie automobile). Cette opération est réalisée dans u laminateur composé d'un plateau chauffant, d'une pompe à vide et d'une poc pour appliquer la pression atmosphérique sur les empilements.

Le module photovoltaïque est alors opérationnel. Et surtout, il est prêt à endur tous les climats (*cf.* § 4.1.3).

On lui ajoute souvent un cadre de fixation et une sortie électrique adéqua Cette dernière phase est importante car le passage des connexions électriques ve le monde extérieur ne doit pas constituer un point d'infiltration d'eau ou d vapeur d'eau. Sur le cadre on fixe le plus souvent une boîte de raccordement, di « boîte de jonction », pour connecter le panneau avec des conducteurs compatib avec son ampérage de sortie (voir le chapitre 6 sur l'installation).

ÉTANCHÉITÉ OU NON ?

Qu'il s'agisse des modules eux-mêmes ou de leurs boîtes de raccordement, il y a eu de nombreuses controverses au sujet de l'étanchéité, quelles que soient les technologies. Faut-il une étanchéité parfaite pour empêcher toute humidité de pénétrer, sous forme gazeuse (vapeur d'eau) ou liquide ? Aujourd'hui, la plupart des constructeurs s'accordent à penser que l'étanchéité parfaite étant très difficile à réaliser, il vaut mieux laisser « respirer » les modules afin que l'humidité n'y stagne pas, mais s'évapore. On préfère également les boîtes de connexion avec trou d'évacuation d'eau ; plutôt qu'une étanchéité imparfaite : l'eau vapeur qui pénètre alors se condense en eau liquide et ne ressort pas, c'est donc pire. On veillera juste à éviter l'entrée des petites bêtes en ajoutant une grille sur les trous d'aération !

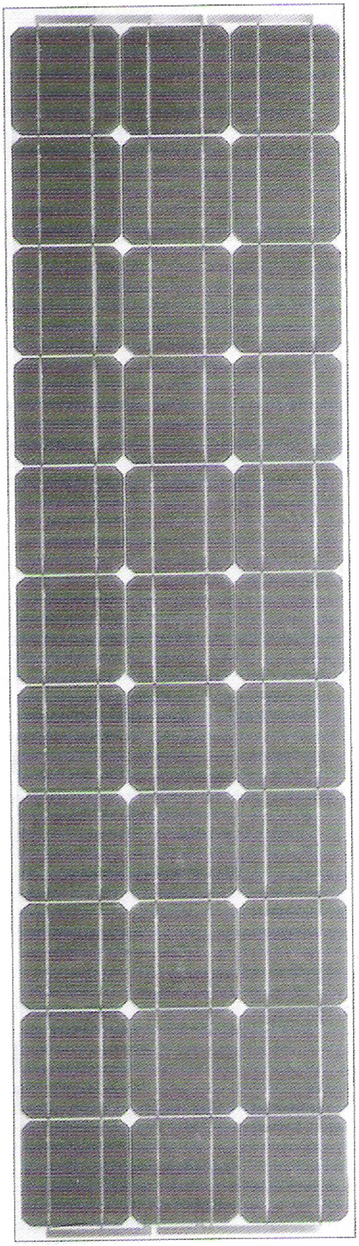


Photo 4.1 – Module au silicium monocristallin (SHELL Solar)

Hot-spots et diodes by-pass

Il arrive qu'un module au silicium cristallin ne soit pas exposé uniformément à lumière, il peut en effet y avoir des taches d'ombre, et dans le pire des cas, u feuille morte qui masque complètement une cellule. Que se passe-t-il dans ce ca Les cellules étant câblées en série, le courant total est nivelé par le bas (la cellule plus faible impose son courant aux autres) donc lorsqu'une cellule ne débite pl parce qu'elle n'est plus exposée au rayonnement, le courant de l'ensemble de chaîne tend vers zéro.

Mais il y a pire : la cellule ainsi masquée devient réceptrice de toutes les autres la série, elle reçoit en tension inverse la somme de toutes leurs tensions. Elle met donc à chauffer, d'où le nom bien connu de *hot-spot*, ou « point chaud pour décrire ce phénomène. Il est indispensable de s'en protéger, les dommag pouvant aller jusqu'à l'incendie, cela s'est vu. Sur des panneaux de tension 24 et plus, non protégés, la tension inverse ainsi appliquée sur la cellule masqu peut dépasser largement sa tension de claquage (30 à 35 V). Ceci arrive lorsq le régulateur est de type « shunt » (*cf.* § 4.3.2) et court-circuite les panneaux cas de batterie pleine (*figure 4.4*).

Et sur les panneaux de plus faible tension, l'échauffement seul provoque au mi mum des dégâts irréversibles (détérioration des contacts, de la couche antireflet... Cela peut se voir directement à l'œil nu d'après la couleur des cellules sur les pa neaux endommagés : celles qui sont devenues brunes ont subi un hot-spot (comm cela arrive aussi à des cellules mal ventilées, situées devant les boîtes de jonction).

La parade contre ce phénomène est heureusement assez simple et devrait êt appliquée systématiquement par les constructeurs. Il faut câbler une diode e parallèle par groupe de cellules. En plaçant ainsi une diode by-pass par série d 18 cellules, soit 2 par panneau 36 cellules, on maintient la tension inverse appl quée à la cellule ombrée à moins de 10 V, ce qui engendre un échauffeme limité en cas de hot-spot, généralement inférieur à 60 °C, ce qui est bien suppor par les modules actuels.

Ces diodes sont généralement placées dans la boîte de jonction en sortie de pa neau (*figure 4.5*, page 76). Pour pouvoir câbler les 2 diodes, il est impératif que panneau ait une sortie électrique accessible de l'extérieur en son point mili (entre les 2 séries de 18 cellules).

Silicium amorphe

La fabrication d'un module photovoltaïque en silicium amorphe diffère quelq peu de celle d'un module en silicium cristallin, surtout en raison de la mise e série des photopiles, qui est totalement différente (au moins sur support verre Et également parce qu'il est généralement de plus petite taille, ce qui diminue le contraintes de tenue mécanique.

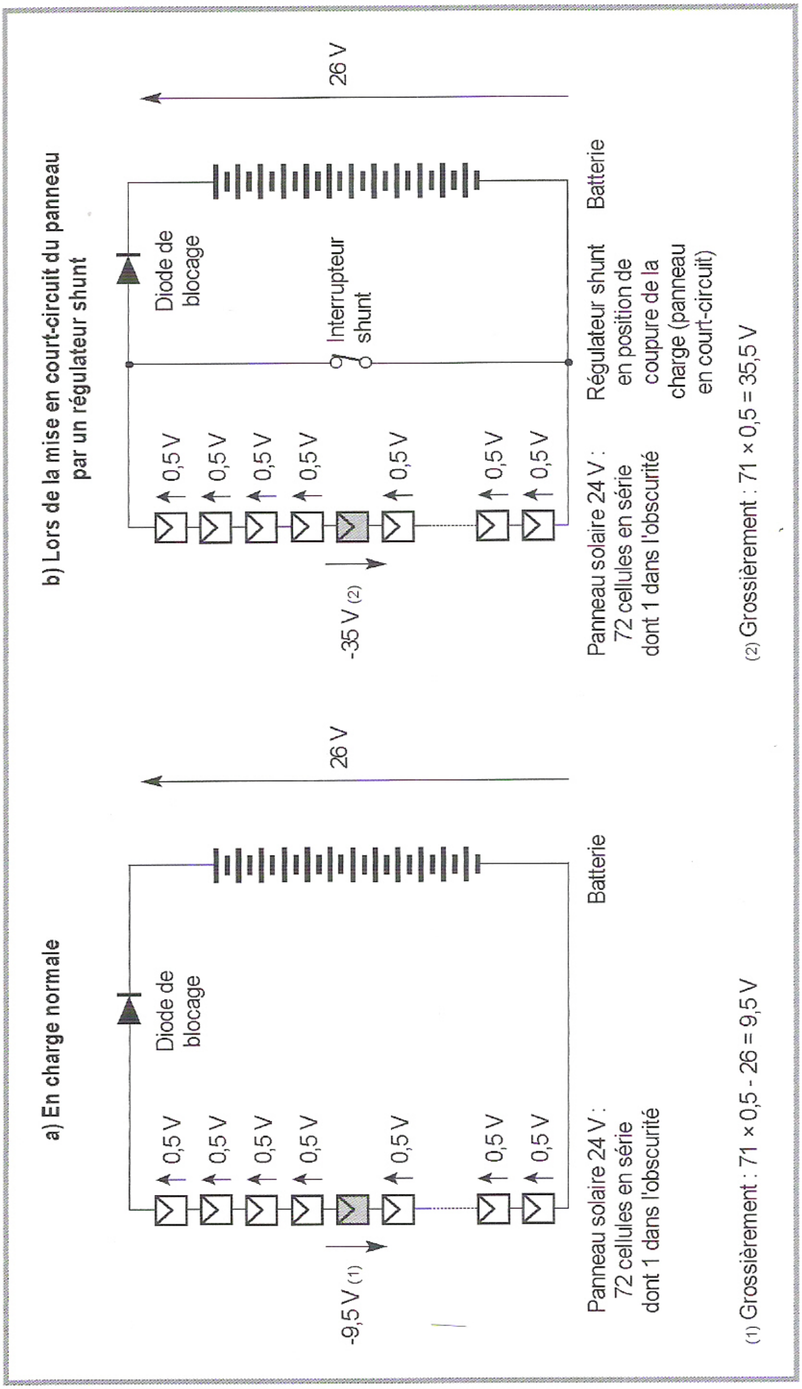


Figure 4.4 – Phénomène de hot-spot sur panneau 24 V non protégé : une cellule occultée reçoit une tension inverse

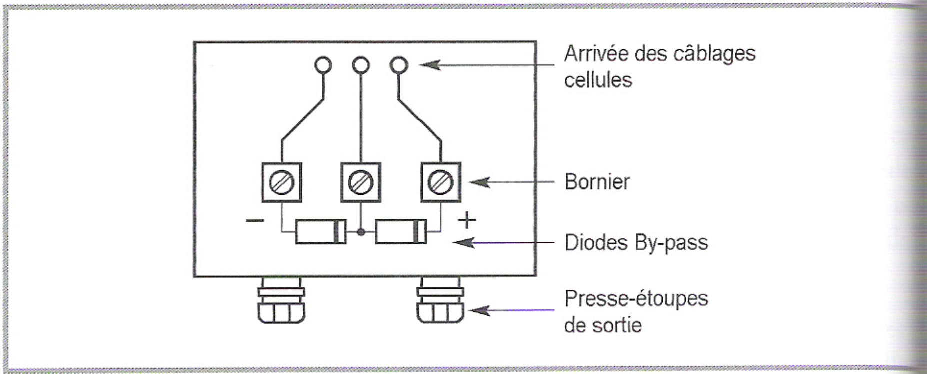


Figure 4.5 – Montage des diodes by-pass en sortie de module

Regardons la structure d'un module au silicium amorphe sur substrat ve *(figure 4.6)* : les photopiles ne sont pas physiquement séparées comme les cellu cristallines. Le module apparaît comme une surface uniforme avec juste des fi rayures de séparation. C'est là, au niveau de ces rayures, que se fait la mise en séri chaque « bande » rectangulaire est une photopile, et ces bandes sont mises série grâce à trois rayures.

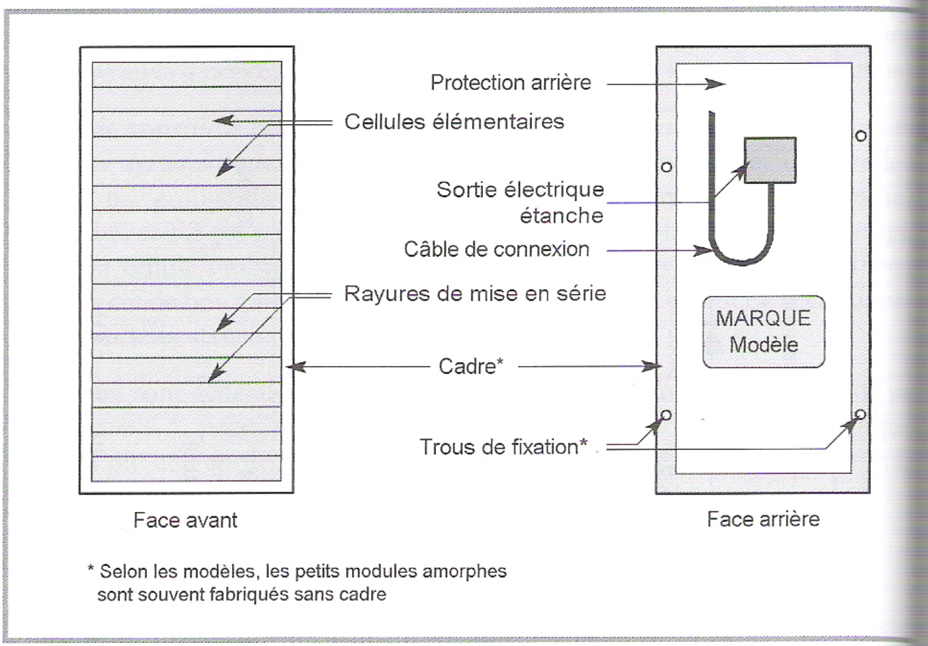


Figure 4.6 – Structure d'un module photovoltaïque au silicium amorphe

Entrons un peu dans les détails de ces connexions série « intégrées ».

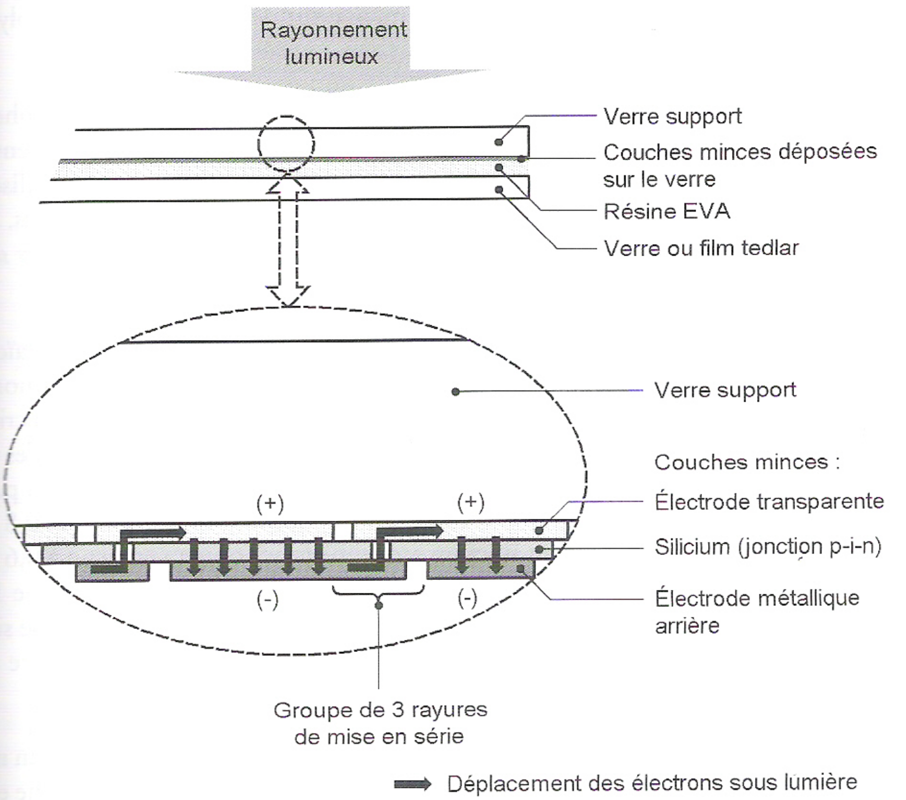


Figure 4.7 – Mise en série des cellules d'un module au silicium amorphe

Les charges sont créées sous illumination dans la couche de silicium. Ce phénomène a été décrit en détail au chapitre 3. Ces charges sont ensuite collectées – voir les flèches sur la *figure 4.7* – grâce aux deux électrodes de part et d'autre : l'électrode transparente, pôle (+) de la photopile et la couche métallique, pôle (–). Les rayures pratiquées dans ces 3 couches, décalées les unes par rapport aux autres, permettent la mise en série des photopiles adjacentes. En effet, le pôle (–) de la première photopile est ainsi relié au pôle (+) de la suivante, et ainsi de suite. Le schéma n'est pas à l'échelle : en pratique elles sont très rapprochées, l'encombrement des trois rayures est inférieur au millimètre en général. Ainsi, elles apparaissent à l'œil nu comme une seule et même ligne de séparation entre les cellules.

Cette technique est très commode, car elle dispense de découper les cellules physiquement pour les assembler ensuite. Il suffit d'amener l'outil adéquat, en l'occurrence un laser, aux emplacements choisis, pour en quelque sorte « dessiner » le format voulu pour le module avec le nombre adéquat de cellules en série. Il est donc plus simple de réaliser toutes sortes de tensions de fonctionnement avec des cellules

en couche mince qu'avec le silicium cristallin. En effet cette technique peut êt employée aussi, avec quelques aménagements, sur des couches minces polycrista lines en CIS ou CdTe (*cf.* § 3.2.3).

Cette mise en série est particulièrement bien adaptée aux cellules amorphes dit « à usage intérieur » type cellules de calculette, dont les tensions dépendent larg ment des processeurs qu'elles doivent alimenter. On peut en effet les réaliser qu siment sous n'importe quelle tension en adaptant leur nombre de bandes. Sur c petites cellules et leurs montages expérimentaux, voir l'ouvrage *Cellules solair* et la *photo 3.2*.

Combien faut-il de bandes en série pour réaliser des modules photovoltaïques a silicium amorphe sous les tensions de 6, 12 ou 24 V ? Le silicium amorphe a comme on l'a vu au chapitre 3, un gap optique plus élevé que le silicium cristalli donc sa tension de circuit ouvert est supérieure. Quand il faut 36 cellules au sil cium cristallin pour réaliser un panneau 12 V, il en suffit de 28 pour un pannea au silicium amorphe. En effet, avec une tension de circuit ouvert U_{co} de 0,8 V so 1 000 W/m^2, la photopile au silicium amorphe fonctionnera environ à 0,6 V so charge, ce qui donne, pour 28 cellules une tension de travail au soleil de 16,8 V et c'est la tension nécessaire pour un panneau 12 V (d'autant plus que le siliciu amorphe est moins sensible aux chutes de tension quand la température s'élèv *cf.* § 3.3.2).

L'encapsulation d'un module au silicium amorphe diffère peu de celle d'un modu cristallin. L'empilement est un peu différent, puisque la cellule amorphe est dé sur verre (*figure 4.7*). Mais il est important de bien protéger les bords contre l corrosion : le plus efficace est de dégager toutes les couches à la périphérie d module sur quelques millimètres de large avant de procéder à l'encapsulation, ain on « éloigne » les parties actives du monde extérieur (c'est la bordure blanche qu l'on voit à la *figure 4.6* entre le cadre et les cellules). On utilise pour l'encapsulatio le même EVA que pour le silicium cristallin, et un revêtement arrière qui peut êtr opaque : un film plastique Tedlar ou une plaque de verre pour plus de résistanc mécanique sur les grands modules (car le verre avant n'est pas trempé[2]).

En ce qui concerne l'encadrement, il sera adapté à l'application. Parfois les modul amorphes de petite taille (inférieurs à 5 W_c) n'ont pas de cadre du tout (*photo 4.2*). Cela facilite leur intégration à un produit (par collage ou vissage sur la paroi d'u coffret, nous le verrons dans notre étude de cas au § 7.1). Sinon, pour les autr usages, et les panneaux de plus grande taille, on placera un cadre métallique o plastique.

1. *Cellules solaires – Les bases de l'énergie photovoltaïque*, A. Labouret *et al.*, 2001, collecti ETSF, éditions Dunod.
2. Même s'il l'était au départ, les températures élevées qu'il subit lors des dépôts de couches minc annuleraient l'effet de la trempe.

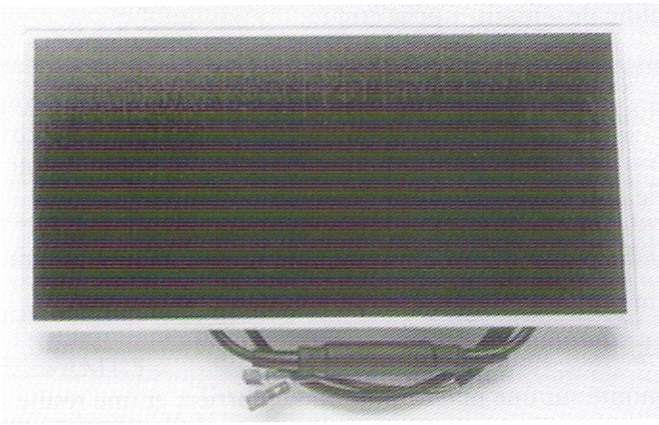


Photo 4.2 – Module au silicium amorphe SOLEMS (avec un limiteur de surcharge intégré au câble de sortie)

De même que pour tout module photovoltaïque, la sortie électrique (point de jonction entre le module et son câble d'alimentation) doit être soignée car cela peut constituer un point d'infiltration d'humidité. En général, cette partie est directement noyée dans une résine adéquate par le fabricant et non accessible à l'utilisateur pour plus de sûreté.

Et les diodes by-pass ? Elles sont inutiles dans le cas d'un module au silicium amorphe, car l'occultation d'une seule cellule est très improbable vu la géométrie des cellules en bandes allongées (*figure 4.6*).

Modules spéciaux

Certains modules photovoltaïques ont des caractéristiques particulières, souvent pour répondre à des applications bien précises, et nous allons en citer quelques-uns.

Modules photovoltaïques « marins »

En mer, un module photovoltaïque doit subir les assauts de l'air salin, des embruns et bien souvent des vagues. D'où des soucis accrus de corrosion, de même que tout objet métallique qui serait placé dans le même environnement. Les autres contraintes sont d'ordre mécanique : il arrive que l'on demande au panneau de supporter le poids d'un homme car il est placé sur le pont d'un bateau de taille modeste sur lequel on marche, ou bien on va devoir le courber légèrement pour qu'il épouse la courbure d'un flotteur, ou d'une autre partie galbée de l'embarcation. De plus, galbé ou non, le panneau subit des contraintes du fait du mouvement du bateau. D'autre part il est parfois souhaitable qu'il ne soit pas trop lourd si on est amené à en placer beaucoup.

Il en résulte deux conceptions un peu opposées. Un module photovoltaï qualifié de « marin » peut être :

- très robuste (bi-verre feuilleté) ;
- monté en cadre inox ;
- muni de boîtes de jonction séparées pour les sorties (+) et (–) qui seront enro de résine après le câblage des connexions ;

ou bien :

- un peu souple ;
- léger ;
- monté sur une plaque inox en face arrière et une résine souple en face avan
- muni d'une sortie par câble entièrement surmoulée.

Modules souples

Quand on parle de souplesse pour un module marin, le plus souvent en silici cristallin, c'est une notion toute relative car les cellules au silicium cristallin sont pas souples par nature et ne supportent qu'une très faible courbure, si elles cassent.

Les panneaux vraiment souples font donc appel aux couches minces, silici amorphe en tête. Le support peut être une feuille de plastique ou de métal, dernier étant nettement plus économique. En effet une jonction silicium amor se dépose à 150-200 °C donc il faut que le matériau plastique soit de type « ha température » : polycarbonate ou polymère fluoré (téflon par ex.) et traité surface pour permettre l'adhérence. Cette voie est déjà exploitée sur des pe formats, mais elle reste onéreuse. Sur inox, un constructeur américain a pu réal des panneaux de quelques Watts, entièrement flexibles. Mais ce support prése un autre inconvénient : il est conducteur ! Pour fabriquer une cellule unique, de problème, mais lorsque l'on doit les mettre en série, la technique classique rayures sur silicium amorphe n'est plus possible (*figure 4.7*). Il faut soit iso l'inox et le métalliser à nouveau, soit assembler les cellules sur inox en guirla comme des cellules cristallines.

Comme on le voit, la fabrication des « modules souples » n'est pas très sim Mais le fameux concept de la fabrication « roll-to-roll », « d'un rouleau à un a rouleau » comme dans l'imprimerie, par exemple, où des films plastiques circul à grande vitesse dans des machines de dépôt est en phase pilote, aux USA en p ticulier. Il est possible que cela conduise à une avancée tout à fait significativ cette technologie tient ses promesses, essentiellement en terme de baisse de co

4.1.3 Caractéristiques électriques et climatiques

Sur la fiche technique d'un module photovoltaïque figurent bien entendu ses caractéristiques physiques : dimensions, poids, principe de fixation, connexions de sortie, et surtout ses caractéristiques électriques que nous allons reprendre ici une à une.

Avant cela, rappelons que les modules photovoltaïques sont mesurés et garantis dans des conditions de référence dites « STC » (*Standard Test Conditions*) qui sont :

- rayonnement solaire 1 000 W/m^2 ;
- spectre solaire AM1,5 ;
- température ambiante 25 °C.

Ces conditions sont normalement rappelées sur les fiches techniques des modules. Quand le panneau est également contrôlé et/ou garanti à un éclairement plus faible, les données sont parfois fournies, par exemple à 200 W/m^2. C'est un « plus » indéniable, car ces conditions STC ne sont pas représentatives de toutes les situations rencontrées, loin de là. En effet, cet ensoleillement de 1 000 W/m^2 est très élevé (rappelons que l'intensité AM0 hors atmosphère est de 1 360 W/m^2). En France, on ne le rencontre qu'en milieu de journée, lors d'une très belle journée de printemps, avec un ciel parfaitement dégagé.

Paramètres électriques sous illumination

Le module photovoltaïque exposé au soleil ou sous un autre type d'éclairement produit une puissance en continu dont les caractéristiques ont été décrites pour les cellules élémentaires au chapitre 3. On se référera à la *figure 3.10* pour la définition des paramètres de courant, de tension, etc. utilisés ci-dessous.

Puissance maximale, tension et courant de fonctionnement

La puissance-crête ou puissance maximale du module photovoltaïque sous ensoleillement est le paramètre essentiel. C'est le point idéal de la caractéristique courant-tension dans les conditions STC.

Les valeurs de tension (U_m) et de courant (I_m), telles que $P_m = U_m \cdot I_m$, appelées également tension et courant sous charge, sont importantes aussi. À quoi bon avoir beaucoup de watts s'ils ne chargent pas la batterie ? Si la tension U_m STC est trop faible (13 ou 14 V par exemple pour un panneau solaire 12 V), la charge de la batterie sera possible sous fort éclairement sans aucune perte en ligne, mais impossible si ces conditions ne sont pas remplies. Un bon panneau 12 V doit avoir une tension U_m dans les conditions STC de 16-17 V au minimum. D'autant plus dans les régions où l'ensoleillement n'est pas toujours maximal. Le panneau pourra sans problème être sollicité en dessous de cette valeur, c'est la batterie qui

imposera la tension de fonctionnement, à 13,5 V par exemple. Mais cette « réserve » en tension sera utile pour les cas où elle chute, c'est-à-dire :

- ensoleillement inférieur au STC ;
- températures > 25 °C ;
- pertes de tension le long des câbles.

Se référer au chapitre 3 sur les effets de l'ensoleillement et de la température sur les performances électriques des cellules.

Le courant de charge I_m a son importance aussi : c'est le courant maximal que peut produire le panneau en fonctionnement. Il conditionne par exemple la section du câble de sortie ou la diode série à implanter (voir plus loin : montage de panneaux en parallèle).

Tension de circuit ouvert

Cette tension (U_{co}) est facile à mesurer puisqu'il s'agit de la tension à vide du panneau, sans aucune circulation de courant, lue simplement sur un voltmètre branché à ses bornes. 22 à 24 V est une valeur courante pour un panneau 12 V de bonne qualité. Bien qu'elle ne soit pas directement utile, cette tension apporte des informations. Par exemple, enregistrer les variations de cette tension en fonction de l'ensoleillement peut donner une bonne idée de la capacité du panneau à charger une batterie sous ensoleillement modéré. Sachant que le rapport entre le U_m et le U_{co} est approximativement de 0,8 ; dans une situation d'ensoleillement qui donnerait moins de 16 V de circuit ouvert, le panneau n'a aucune chance de charger correctement une batterie 12 V, puisque sa tension de fonctionnement serait inférieure à $16 \times 0{,}8 = 12{,}8$ V.

Courant de court-circuit et facteur de forme

Ce courant à tension nulle, noté I_{cc} (*cf.* § 3.1.4) tel que le mesure un ampèremètre branché directement aux bornes du panneau, n'est pas un paramètre très intéressant pris tout seul. Cependant, lorsque la tension de circuit ouvert est connue également, on peut accéder au facteur de forme (FF) :

$$FF = \frac{P_m}{U_{co} \cdot I_{cc}}$$

Comme on l'a vu au chapitre 3, ce paramètre, compris entre 0 et 1, ou exprimé en %, qualifie la forme plus ou moins carrée de la caractéristique courant-tension du panneau. Si celle-ci était carrée, le facteur de forme serait égal à 1, la puissance P_m serait égale à $U_{co} \cdot I_{cc}$. Mais ce serait sans compter avec les pertes inévitables en série à cause de la résistance non nulle des constituants des cellules, et en parallèle à cause des légères fuites de courant. Généralement ce facteur de forme est de 0,6 à 0,85.

Remarque

Mettre un panneau en court-circuit ne peut pas l'endommager, ce courant étant très proche du courant de fonctionnement I_m. En revanche, si le panneau a une puissance non négligeable, c'est l'objet qui est à l'origine du court-circuit qui risque d'être endommagé s'il s'agit d'un incident et cela peut s'avérer dangereux (risque d'incendie). Voir au chapitre 6 les conseils de sécurité concernant l'usage du courant continu.

NOCT

On imagine volontiers que la température réelle sur site d'une cellule photovoltaïque au sein de son module dépend de son environnement immédiat : revêtement avant, revêtement arrière, conditions climatiques ambiantes et ventilation. La température de fonctionnement de la cellule elle est supérieure à celle de l'air ambiant. Pour la caractériser, les scientifiques ont défini une *température d'utilisation de cellule* (TUC en français) dans des conditions d'emploi « réalistes ». On l'appelle plus couramment la NOCT en anglais : *Nominal Operating Cell Temperature*. Elle indique la façon dont le module est construit et « surchauffe » les cellules qu'il contient. Elle est définie comme la température qu'atteint la cellule dans son module en circuit ouvert, sous un ensoleillement de 800 W/m^2, avec une température ambiante de 25 °C et un vent de 1 m/s.

Les valeurs couramment rencontrées sont comprises entre 40 et 50 °C. Comme on l'a vu, cette température élevée atténue la tension de fonctionnement du module. Pour que la NOCT ne soit par trop élevée, il faut favoriser les couleurs arrières claires pour l'évacuation des calories (un panneau blanc à l'arrière s'échauffe moins qu'un panneau noir) et avoir un maximum d'aération. Les panneaux avec une encapsulation tedlar sont donc *a priori* meilleurs de ce point de vue que les panneaux bi-verre (*cf.* § 4.1.2).

Tests et certification

Les modules de qualité d'aujourd'hui ont des durées de vie de 10 à 20 ans quelles que soient les conditions climatiques. Pour atteindre ce résultat, les constructeurs ont travaillé sans relâche et élaboré des techniques de protection adéquates à des coûts raisonnables, et les laboratoires ont déterminé des tests accélérés pour simuler les conditions climatiques réelles. Le principe est généralement de considérer qu'en soumettant les modules à des températures élevées, on accélère les dégradations qui se seraient produites dans le temps.

Les épreuves que l'on fait subir aux modules photovoltaïques peuvent être de nature climatique :

- stockage à haute température ;

– stockage en chaleur humide ;
– cycles thermique chaud-froid ;
– cycles gel-dégel avec humidité ;
– exposition prolongée aux ultraviolets ;

ou mécanique :

– résistance aux chocs ;
– charge statique ;
– torsion ;
– robustesse des connexions électriques ;
– …

Quant aux contrôles effectués à l'issue de ces épreuves, ils vont de la simple in- pection visuelle à la mesure des performances courant-tension dans les conditio STC, en passant par des tests d'isolation électrique.

Un certain nombre de documents servent de référence pour homologuer d modules selon des séquences d'essais normalisés. Le plus utilisé en Europe est spécification n° 503-CEC-JRC du Laboratoire européen Ispra. Ce laboratoire ré- lise d'ailleurs lui-même, moyennant finance, les homologations selon ces directiv pour les constructeurs qui en font la demande. Sinon il existe une norme françai la NFC 57-101, 102, 103 ; un standard américain « Jet Propulsion Laborato Block V » qui date de 1980, et enfin, le seul document vraiment international ém par la CEI (Commission Électrotechnique Internationale), le « IEC 1215 », ass proche de la spécification Ispra.

À l'échelle européenne, un document de référence, dédié à la qualification d systèmes photovoltaïques complets a été produit en 1999 par la Commissio Européenne[1].

Mettons néanmoins en garde le lecteur contre un excès de confiance dans c normes de qualification des modules photovoltaïques. Elles donnent une indi- cation de bonne qualité, mais ne sont pas infaillibles. La réalité est toujours plu complexe que les tests en laboratoire, et rien ne vaut l'expérience du terrain. O a vu des modules « bardés de diplômes » présenter des problèmes de corrosio après quelques années d'utilisation et inversement des panneaux non homologu impeccables après 15 ans de service.

1. *Norme Technique Universelle pour les Systèmes Solaires Domestiques*, Programme Thermie B SUP 995-96, 1999. Version française disponible auprès d'Énergies pour le Mond (*cf.* Adresses utiles, en fin d'ouvrage)

4.1.4 Assemblage de panneaux

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de watts, de kilowatts, voire de mégawatts, il faut nécessairement assembler les modules photovoltaïques. On réalise alors un *champ photovoltaïque* de surface variable.

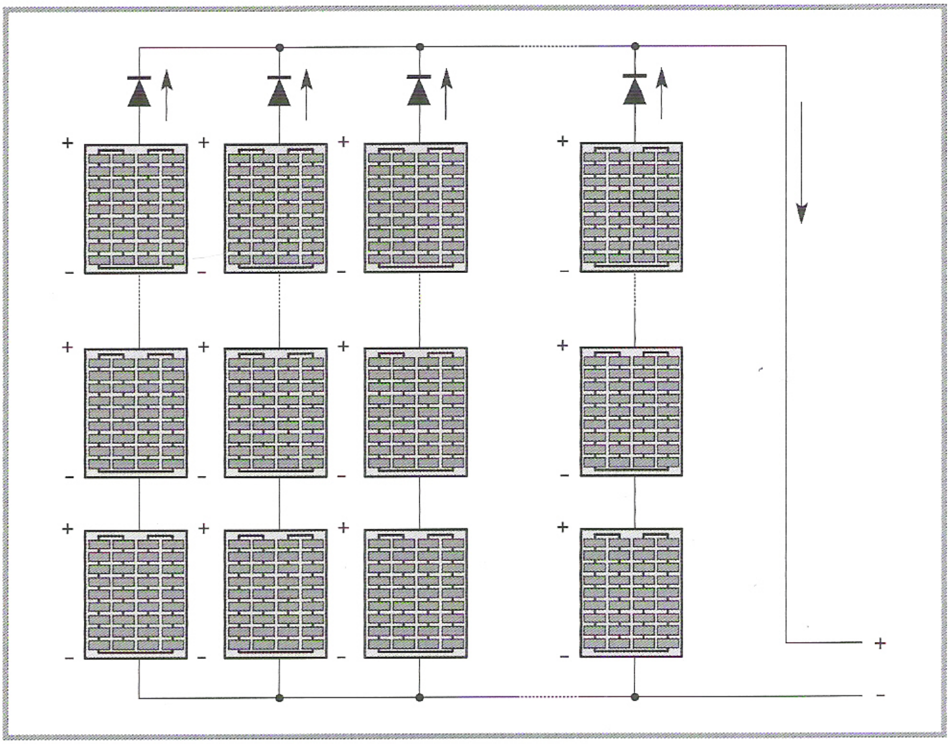


Figure 4.8 – Champ de panneaux montés en série-parallèle

Sur le papier, l'assemblage *série* et *parallèle* répond aux règles connues de l'électricité : quand les modules sont montés en série, les tensions s'ajoutent et le courant reste constant, et quand ils sont montés en parallèle, c'est l'inverse : les courants s'ajoutent et la tension reste constante. Encore faut-il que les courants des différents panneaux soient identiques dans une liaison série et que les tensions dans une liaison parallèle. On retiendra donc la première règle suivante : on ne monte en série que des panneaux ayant le même courant de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir la même tension), et on ne monte en parallèle que des panneaux qui ont la même tension de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir le même courant). Dans la réalité il n'y a pas deux panneaux strictement identiques, donc on peut être amenés à les *appairer* en tension ou en courant selon le cas. Cela consiste à mettre ensemble des panneaux dont les valeurs sont le plus proche possible (*cf.* les explications au § 4.1.2).

Même appairés, les panneaux peuvent, sur le terrain, ne pas débiter la même puissance, tout simplement parce qu'ils ne reçoivent pas le même rayonnement solaire. Une ombre portée sur une partie du champ photovoltaïque peut faire baisser momentanément, de manière significative, la production de la partie moins exposée. De même que les cellules ombrées dans le phénomène de « hot-spot » (*cf.* fin du § 4.1.2), un panneau moins bien exposé peut devenir récepteur des autres panneaux, et recevoir de la puissance en inverse. Le plus simple pour éviter tout problème de ce type est de placer une diode antiretour de puissance adéquate en sortie de chaque série de panneaux (*figure 4.8*).

Ces diodes sont souvent mises dans des boîtes de raccordement qui servent aussi à réunir les câbles venant des panneaux, et à débiter la puissance totale au travers d'un plus gros câble vers le régulateur (*figure 4.9*).

Si le champ photovoltaïque se réduit à un seul panneau ou une série de panneaux, le plus simple est de placer cette diode à l'entrée du régulateur. Sa chute de tension devra être la plus faible possible car elle pénalise directement la tension de travail du panneau (une diode Schottky n'a que 0,5 V de chute de tension contre 1 V environ avec une diode au silicium[1]).

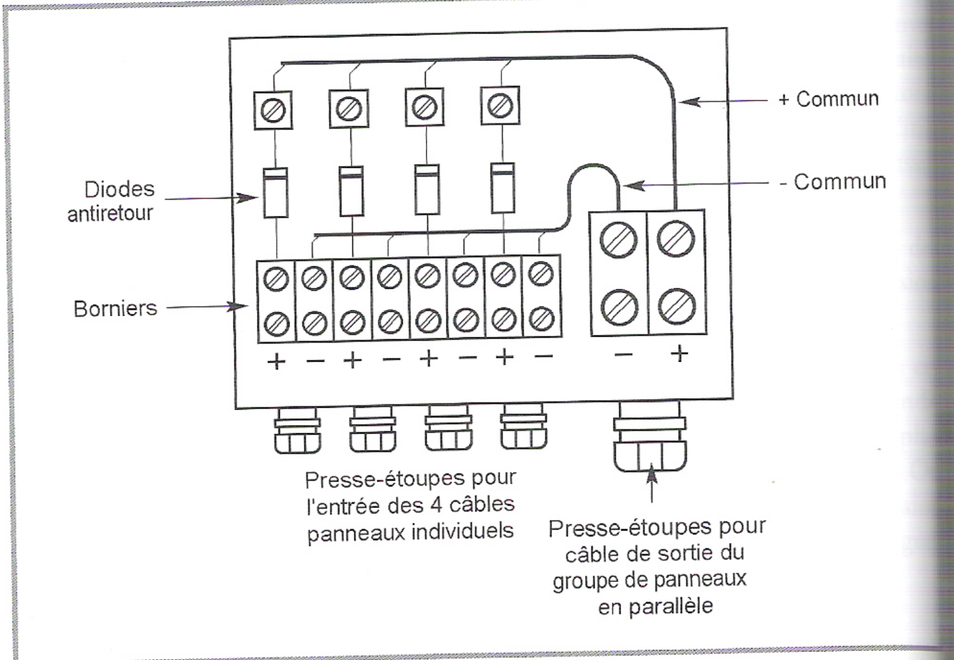


Figure 4.9 – Boîte de raccordement de panneaux en parallèle

1. Lors du choix d'une diode Schottky, on prendra garde à sa tension inverse, qui peut s'avérer trop faible : prendre le double de la tension nominale des panneaux.

Remarque

Ces diodes jouent également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers les panneaux (*cf.* § 4.3.2).

4.2 Le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries, composants utilisés dans la majorité des cas. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple du pompage ou de la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, la maîtrise des batteries est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes. Dans ces systèmes, le stockage d'énergie représente environ 13 à 15 % des investissements initiaux mais sur une durée d'exploitation de vingt ans, ce coût peut atteindre 50 % des frais totaux ; il est donc primordial d'essayer de réduire ce prix en augmentant la durée de vie des batteries. En effet, elle est toujours inférieure à celles des panneaux, il faut donc les remplacer plusieurs fois au cours de la durée de service du système (tous les deux, cinq ou dix ans selon le cas).

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide (Pb). Les batteries cadmium-nickel (NiCd) ne sont plus que rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé et elles contiennent du cadmium (toxique). Leurs remplaçantes, les batteries nickel-métal-hydrure (NiMH) sont intéressantes et on en donnera quelques paramètres typiques, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles haut de gamme, ou de très petite taille (< 2 Ah). D'autres batteries sont en développement principalement chez les constructeurs s'intéressant à la voiture électrique. On peut citer également un développement qui utilise de l'air comprimé comme accumulateur d'énergie, l'intérêt potentiel de ce procédé étant la grande durée de vie prévue et l'absence de composants chimiques à recycler.

4.2.1 Batteries au plomb

La batterie au plomb est un composant développé depuis le XIXe siècle et son fonctionnement est bien connu. Deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb sont plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué. En reliant les deux électrodes à un récepteur externe consommant du courant, elles se transforment en sulfate de plomb et l'acide se dilue, phénomène qui permet d'évaluer l'état de charge de la batterie en mesurant la densité d'acide. En fournissant un courant opposé au système, l'acide se concentre et les deux électrodes retournent à leurs états initiaux.

Électrode positive	Acide	Électrode négative		Électrode positive	Eau	Électrode négative
PbO_2	+ $2H_2SO_4$	+ Pb	Charge $\leftarrow$ $\rightarrow$ Décharge	$PbSO_4$	+ $2H_2O$	+ $PbSO_4$

À l'électrode positive :

$$\mathbf{PbO_2 + 2H_2SO_4 + 2H^+ + 2e^- \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2O}$$

À l'électrode négative :

$$\mathbf{Pb + H_2SO_4 \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H^+ + 2e^-}$$

La tension nominale d'équilibre est la somme des équilibres aux deux électrodes

$E + (PbSO_4/PbO_2) = 1{,}7$ V et $E - (PbSO_4/Pb) = -0{,}3$ V, soit $E = 2{,}0$ V

Nous arrêtons ici les détails électrochimiques des réactions des électrodes av l'origine de la tension ouverte de 2 V pour donner quelques indications pl générales et pratiques ; le lecteur qui vous voudrait approfondir ces question peut se reporter à l'excellent article[1] sur les batteries fermées du Dr. D. Berndt.

La masse positive chargée est en dioxyde de plomb brun, la masse négative charg est en plomb gris spongieux. Durant la charge, du dioxyde de plomb se forme s l'anode tandis que la cathode se transforme en plomb pur et que l'acide sulfuriq se concentre. Durant la décharge, une partie de l'électrolyte se lie au plomb et transforme en sulfate de plomb ; cette transformation produit de l'eau, ce qui fa baisser la densité de l'électrolyte. On peut calculer cette variation de densité e fonction de la charge/décharge : pour chaque Ah de décharge, 3,654 g d'acide s lient au plomb et 0,672 g d'eau est produit, la charge produisant les mêm valeurs en retour. Cette variation de densité est facile à mesurer dans les batteri ouvertes pour contrôler l'état de charge.

La variation de densité de l'électrolyte a un autre effet important qui limite l'empl des batteries à basse température, sa température de congélation augmenta lorsque la batterie est déchargée.

Chaque cellule de batterie plomb fournit une tension moyenne de 2 V et l'o assemble en série/parallèle le nombre d'éléments nécessaires pour atteindre u tension et un courant désirés. Les petites capacités vont souvent par batteries de ou 12 V (3 ou 6 cellules en série) alors que les grandes capacités partent d'élémen 2 V, qui peuvent atteindre plusieurs milliers d'Ah, connectés en série et en parallèl

1. D. Berndt : *Valve-regulated lead-acid batteries*, Journal of Power Sources 100 (2001).

Construction

La première batterie développée par Planté en 1859 utilisait des plaques de plomb solides. L'oxyde était formé sur une plaque durant la charge. Ce type est encore utilisé pour des applications spéciales aujourd'hui. Les désavantages de ces batteries sont qu'elles sont lentes à fabriquer (donc chères) et que leur structure massive donne peu de contact entre la masse de plomb et l'électrolyte, ce qui augmente la résistance interne R_{Bi}, qui est formée des résistances de l'électrolyte et des contacts matière active-grilles D'autre part, la faible proportion de plomb actif rend la batterie très lourde avec une mauvaise densité énergétique.

Pour éviter ces problèmes, Sellon en 1881 inventa une électrode en deux parties : une grille de plomb solide et une matière spongieuse de remplissage de matériel actif en oxyde de plomb (PbO_2) sur l'anode et en plomb sur la cathode.

Les grilles servent de support solide et de conducteur de courant. Les réactions chimiques désirées interviennent seulement avec les masses actives de remplissage. Cette séparation des fonctions permet une fabrication plus aisée et moins chère. D'autre part la structure poreuse des électrodes permet un accès plus rapide au courant et abaisse la résistance interne. Cette construction est encore la règle aujourd'hui. Entre les électrodes sont disposés des séparateurs en plastique poreux laissant passer l'acide mais empêchant un court-circuit des électrodes.

Il est intéressant de bien comprendre le fonctionnement d'une batterie au plomb parce que c'est un élément qui doit être entretenu pour éviter sa dégradation. Ceci spécialement dans les pays chauds où les phénomènes de corrosion interne sont plus importants.

Le matériel actif est fait de micrograins liés avec de nombreuses cavités ou pores. Les réactions chimiques ont lieu à la surface de ces grains et ceci demande une diffusion de l'électrolyte à travers les pores. Ce mouvement est ralenti par la petite taille des pores, ce qui rend la concentration de l'acide non uniforme à travers les plaques de la batterie.

L'uniformité n'apparaît que lorsque la batterie est restée au repos (en circuit ouvert) durant plusieurs heures. À ce moment, la tension à vide V_{Bi} peut être déterminée empiriquement par la formule :

$$V_{Bi} = \rho_e + 0{,}84 \quad (V)$$

où ρ_e représente la densité de l'électrolyte en g/cm^3.

Pour des batteries pleinement chargées, ρ_e est entre 1,20 et 1,28 g/cm^3, ce qui donne pour V_{Bi} des valeurs entre 2,04 et 2,12 V.

Le sulfate de plomb $PbSO_4$ a un volume 1,5 fois plus grand que l'oxyde PbO_2 et 3 fois plus grand que le plomb. En conséquence, le matériel actif des électrodes gonfle durant la décharge, empêchant la diffusion de l'électrolyte dans les pores

et produisant des contraintes mécaniques dans les plaques. Ces contraintes peuv déloger le matériel actif des grilles, spécialement de l'électrode positive. Le maté délogé n'est plus utile et s'accumule au fond du bac, réduisant la capacité, et po vant finalement court-circuiter les plaques, rendant la batterie inutile.

Électrolyte

L'électrolyte, constitué d'acide sulfurique dilué dans de l'eau distillée est un exc lent transporteur d'ions. Comme il se transforme durant la charge ou la déchar sa densité varie.

Dans les *batteries ouvertes*, en fin de charge une petite partie de l'eau est électroly et de l'hydrogène et de l'oxygène s'échappent : il faut donc régulièrement co penser cette perte en rajoutant de l'eau distillée.

Dans les *batteries fermées* à soupape d'échappement (VRLA)[1], l'électrolyte maintenu par un gel de silicate de sodium ou absorbé dans un séparateur de fi de verre (AGM)[2], la nature de cet électrolyte a un impact direct sur la durée vie des batteries fermées : l'électrolyte gel est le plus durable. Ce type de batte n'a pas de réserve excédentaire d'électrolyte et il est important d'éviter toute su charge électrolysant l'eau. Cependant en fin de charge, un peu d'hydrogène pe s'échapper par les soupapes et l'oxygène diffuse de l'électrode positive vers l'é trode négative pour s'y recombiner chimiquement.

Électrode négative

Pour réduire les grandes variations de volume de l'électrode négative, on ajou la masse active de plomb pur des matériaux dilatateurs, comme par exempl sulfate de baryum, et pour améliorer sa conductivité on ajoute du carbone. P la composition des grilles, l'important est de conduire le courant et de résist la corrosion tout en gardant le contact avec la masse active. La matière active en général coulée et on ajoute au plomb de l'antimoine pour améliorer la fluid et la solidité de l'alliage. Anciennement la proportion d'antimoine pou atteindre 5 à 10 % mais ces batteries consommaient beaucoup d'eau et avai une autodécharge importante. Pour réduire ces effets, l'antimoine est rédu moins de 1 % et l'alliage étant très difficile à couler, on ajoute d'autres matéri comme de l'arsenic, de l'étain, du cuivre et du soufre ou du sélénium pour arr à couler les plaques. Enfin pour produire une batterie dite « sans entretien », consommant pratiquement pas d'eau, l'antimoine est remplacé par du calciu de l'aluminium et de l'étain pour obtenir un alliage plus solide, résistant à la co rosion et quand même ductile pour être coulé. Pour la grille la tendance actue est d'utiliser un métal expansé contenant beaucoup moins de plomb pour rédu

1. VRLA : *Valve Regulated Lead-Acid.*
2. AGM : *Absorbent Glass Mat.*

son poids. Ceci n'est possible que pour la grille négative qui contient une masse active de plomb pur favorisant la conduction.

Électrode positive

Il existe trois types d'électrode positive : les plaques planes, les électrodes tubulaires et le type Planté.

Les premières électrodes de type Planté étaient en plomb pur coulé en plaques planes avec des nervures et des sortes d'arêtes pour augmenter la surface. L'oxydation de la plaque se fait par l'acide sulfurique et un anion (nitrate ou perchlorate) qui forme un sel Pb^{2+} soluble et empêche la passivation totale de la plaque. La plaque finale de 6 à 12 mm d'épaisseur sera formée d'une couche épaisse d'oxyde spongieux liée à du plomb pur, mélange très solide et durable mais avec une faible proportion de masse active. La densité d'énergie typique d'une batterie Planté est de l'ordre de 7 à 12 Wh/kg.

Pour les plaques planes qui représentent les batteries courantes et économiques, l'électrode est constituée d'une grille de plomb remplie d'oxyde de plomb spongieux. Pour améliorer la solidité et éviter une perte de masse active, on ajoute parfois une couverture poreuse de fibre de verre ou de plastique retenant l'oxyde à l'intérieur de la grille.

Dans les batteries tubulaires, l'électrode positive est constituée de séries de tubes alignés comme les dents d'un peigne. Les dents de la grille en plomb sont entourées d'oxyde de plomb spongieux retenu par des tubes poreux de fibre de verre et protégés par une gaine de polyester ou PVC. Ce type de plaque très solide autorise un grand nombre de cycles charge/décharge.

Séparateurs

Les séparateurs servant à empêcher le contact entre les deux grilles doivent être :

- résistant à l'électrolyte ;
- solide avec une épaisseur précise et uniforme ;
- perméable à l'électrolyte et aux gaz mais isolant électriquement.

Les séparateurs doivent résister à l'expansion de la masse active durant la décharge tout en laissant passer l'électrolyte. Ils sont en général constitués de feuilles plastiques à surface dentelée pour garantir mécaniquement la distance entre les plaques, la partie perméable se trouvant dans les vallons entre les dents.

Dans les batteries destinées à un cyclage fréquent, on ajoute des couvertures poreuses en fibre de verre ou plastique au matériel actif pour l'empêcher de sortir de son logement. Ces couvertures sont constituées de séries de tubes dans les batteries dites tubulaires.

Caractéristiques de charge et décharge

On représente à la *figure 4.10* l'allure de la courbe de charge à courant consta d'une batterie au plomb pour différentes températures. Durant la charge, le co rant entre dans la batterie par l'anode, ce qui produit une fabrication d'acide augmente ainsi la densité de l'électrolyte. En conséquence, la densité d'ions au mente également, ce qui fait baisser la résistance série R_{Bi} et augmenter la tensio V_{Bi}. Vers la fin de charge, la densité de matériel actif baisse et une partie du co rant n'est plus absorbée. Ce courant tend alors à électrolyser l'eau, produisant d l'oxygène et de l'hydrogène (O_2 sur l'électrode positive et H_2 sur l'électrode nég tive). Ce phénomène, appelé gazéification, a des avantages et des inconvénients

- Les désavantages incluent la perte d'eau et la corrosion de la plaque positi par l'oxygène. Si la surcharge est très intense, du matériel actif peut être délo par les bulles de gaz.
- Les avantages sont principalement que les bulles brassent l'électrolyte et rendent plus homogène, évitant la *stratification de l'électrolyte* : s'il n'est p remué (comme dans une batterie de véhicule par les secousses) l'électrolyte te à se concentrer au fond de la batterie, ce qui entraîne une corrosion plus rapi du bas des plaques.

En cas de surcharge, la batterie perdra de l'eau qui devra être remplacée. Si u partie des plaques n'est pas recouverte d'électrolyte, des dommages irréversib peuvent apparaître.

Durant la gazéification, la résistance interne augmente considérablement, ce q correspond à une brusque augmentation de la tension (voir les courbes ci-dessou ceci facilite la conception de régulateurs, la fin de charge étant facile à mesurer.

D'autre part, les courbes en températures suivent des parallèles régulières et o peut déterminer une dépendance linéaire de la tension maximale en températu qui vaut par élément de 2 V :

$$\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}T} = -5 \text{ mV/K}$$

Pour les installations photovoltaïques, le régime de courant est très souvent faib et l'on peut considérer que la batterie reste à la température ambiante (la dissip tion interne due à R_{Bi} est négligeable). Les contrôleurs peuvent ainsi simpleme mesurer la température ambiante pour respecter ces conditions de charge.

Lorsque la température ambiante augmente, l'électrolyte se dilate, ce qui bais la concentration d'acide. En conséquence, la densité et V_B (tension de batter baissent. Mais l'augmentation de température donne aux ions une plus gran mobilité et cet effet surpasse la dilatation, ce qui en définitive abaisse R_B à hau température.

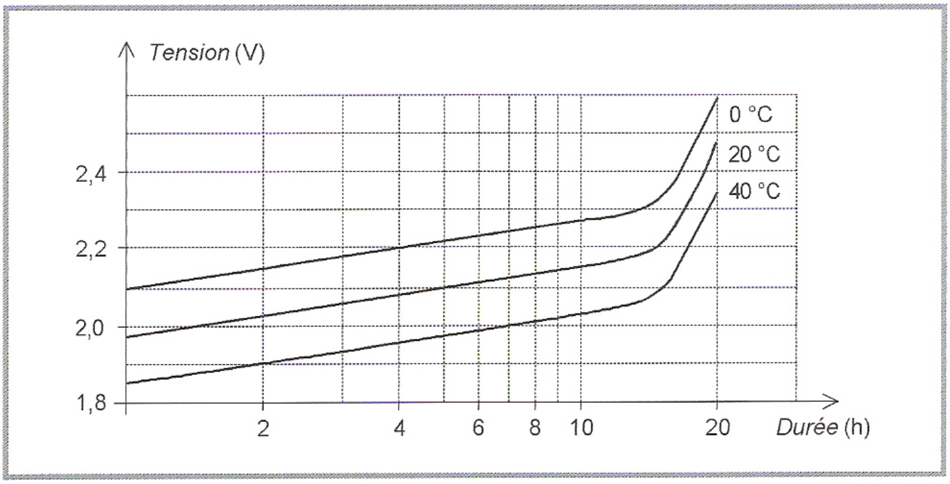


Figure 4.10 – Caractéristiques de charge d'une batterie au plomb (à courant constant)

La proportion de masse active par capacité emmagasinée est de 11,97 g/Ah. Comme la tension d'un élément est de l'ordre de 2 V, la densité énergétique maximale théorique de la batterie est environ de 170 Wh/kg. En pratique cette valeur est beaucoup plus faible car les grilles en plomb, le boîtier et l'électrolyte pèsent aussi et la densité est ramenée en général entre 20 et 40 Wh/kg.

Caractéristique de décharge

On représente à la *figure 4.11* les courbes de décharge à différents courants. L'équation électrique de la décharge est :

$$V_B = V_{Bi} - I \cdot R_{Bi}$$

La décharge est la transformation du PbO_2 et du Pb, les matériaux actifs en $PbSO_4$ accompagné par l'absorption d'acide de l'électrolyte. Cette absorption d'acide augmente R_{Bi}, ce qui contribue à faire baisser V_B. Cette caractéristique varie avec l'âge de la batterie : les courbes données ci-dessous seront plus basses avec une batterie âgée, la résistance interne ayant augmenté. Lorsque la batterie est fortement déchargée, le matériel actif, fortement gonflé, bloque les pores, ce qui empêche l'électrolyte d'atteindre en profondeur la masse active. À ce moment la tension chute brutalement, ce qui permet également de dimensionner facilement un régulateur qui coupe les consommateurs. Cependant, si la décharge est très profonde et si la batterie reste dans cet état longtemps, le sulfate des plaques tend à former de grands cristaux permanents qui empêcheront le courant de passer. Ce phénomène, s'il est partiel, va faire baisser la capacité de la batterie, mais s'il est important peut alors complètement bloquer tout courant : on parle alors de batterie sulfatée.

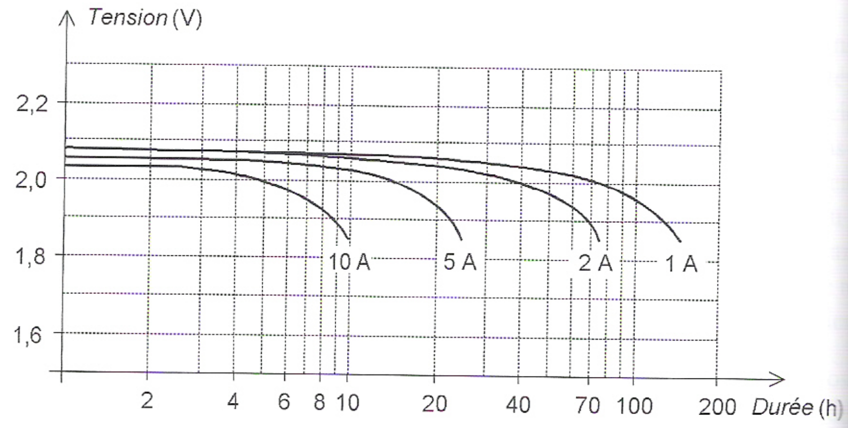


Figure 4.11 – Caractéristiques de décharge typiques d'une batterie au plomb de 100 Ah

Capacité et état de charge

La capacité nominale C_B d'une batterie est la quantité d'Ah qui peut être ext en un temps donné (voir les unités en annexe 1). Typiquement la fin de déch nominale est une tension de 1,85 V/élément. L'équation de décharge montre si le courant de décharge augmente, V_{Bi} sera plus élevé lorsque cette tension atteinte, donc la capacité baisse lorsque le courant augmente. La *figure* quantifie ce phénomène.

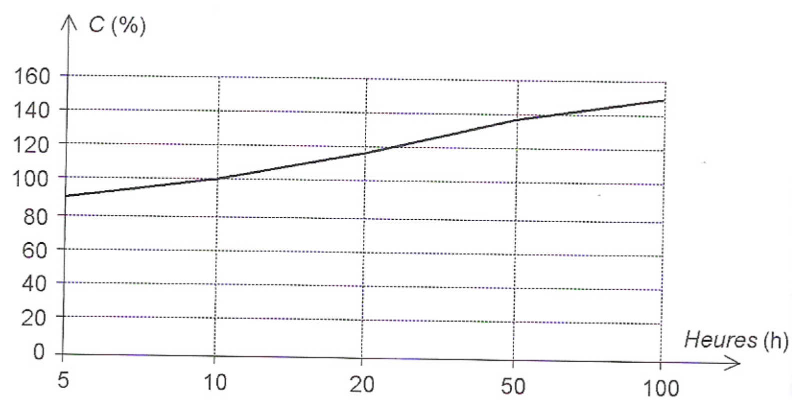


Figure 4.12 – Capacité en fonction de la durée de décharge. C (%) est u capacité relative, égale à 100 pour C_{10} (voir les explications dans le tex

État de charge

L'état de charge d'une batterie E_{CH} est la quantité d'électricité encore disponible en Ah divisé par la capacité nominale de la batterie : si $E_{CH} = 1$, la batterie est pleine, si $E_{CH} = 0$, la batterie est vide.

La profondeur de décharge P_D est le complément de l'état de charge : $P_D = 1 - E_{CH}$.

Pour comparer deux batteries, il faut connaître leur capacité au même courant de décharge, ou au moins à la même vitesse de décharge. C'est le régime de travail de la batterie. Les batteries professionnelles (par exemple tubulaires) sont souvent données pour une décharge en 10 heures alors que pour de petits systèmes photovoltaïques, la valeur de capacité pour une décharge de 20 heures est assez pratique : c'est souvent le niveau de courant d'utilisation de la batterie. On parle alors de capacité C_{10}, $C/10$ ou $0{,}1C$ (pour 10 h), et C_{20}, $C/20$ ou $0{,}05C$ (pour 20 h).

REMARQUE

Par extension, on parle aussi de charge (ou de décharge) à $C/10$ ou à $C/20$. Par exemple, charger une batterie 20 Ah à $C/10$, c'est lui appliquer un courant de charge de 2 A.

Température et rendement

Température

La température ambiante influence la capacité (*figure 4.13*). On remarque qu'au-dessous de 0 °C, la capacité baisse rapidement, il faut pour une utilisation à ces températures limiter fortement l'usage de l'accumulateur ou augmenter fortement sa capacité pour éviter sa destruction par le gel. On utilise dans ce cas un régulateur à tension de coupure ajustable qui permet de couper les utilisateurs au-dessus du point de congélation de l'électrolyte. Pour les systèmes travaillant au-dessous de 0 °C, on utilisera un régulateur qui compense la tension maximale de charge de – 5 mV/°C. La *figure 4.14* donne l'état minimum de charge à respecter pour une batterie de 100 Ah/10 h en fonction de la température pour éviter la congélation de l'électrolyte.

À température élevée (> 25 °C), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte ; à ces températures, on utilise souvent un électrolyte moins concentré (ρ_e entre 1,20 et 1,22) pour limiter la corrosion interne de la batterie. La mobilité augmentée par la température compense la baisse de densité et R_{Bi} ne varie pas trop.

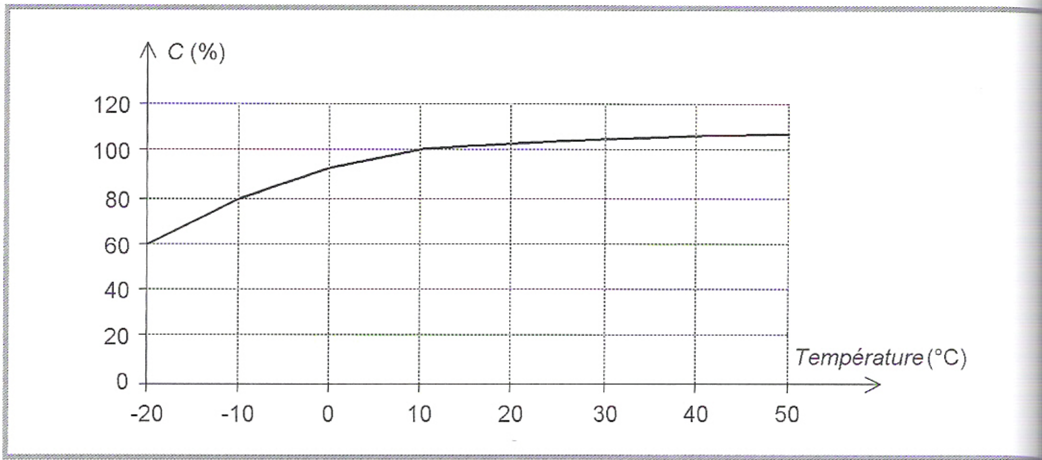


Figure 4.13 – Variation typique de la capacité d'une batterie plomb en fonction de la température. C (%) est une capacité relative, égale à 100 pour C (voir les explications dans le texte)

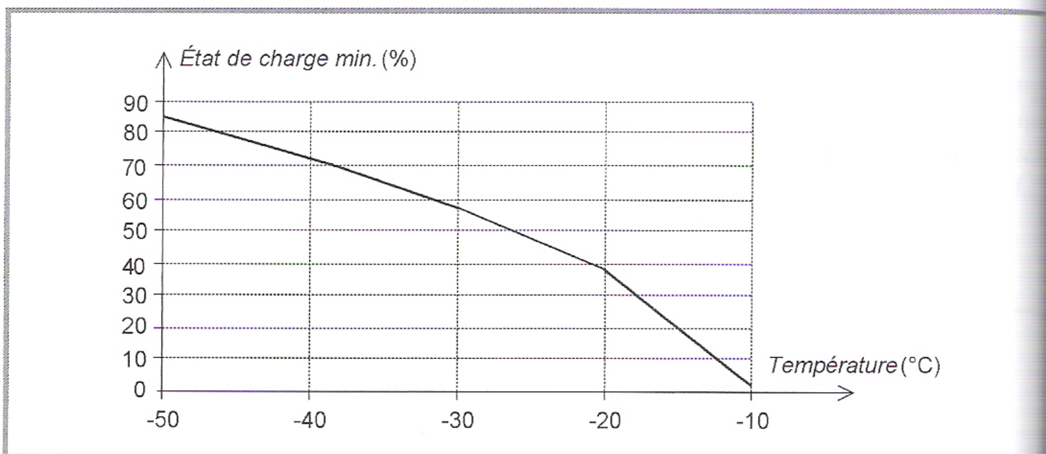


Figure 4.14 – État minimal de charge avant congélation

Rendement

Le rendement à petits courants de charge/décharge est pratiquement constant pour une batterie neuve on prend une valeur de 0,83 en Wh ou 0,9 en Ah. C rendement est fortement fonction de l'état de charge de la batterie : pour un éta de charge « moyen », il est élevé et il baisse ensuite rapidement lorsque l'on attein la fin de charge et que le courant n'est plus absorbé par la masse active mais com- mence à électrolyser l'eau.

Cycles et durée de vie

Le nombre de cycles maximal et la durée de vie sont fortement dépendants de la technologie de fabrication et des conditions d'utilisation. Par exemple, en utilisation en pays très chaud (T ambiante > 35 °C), si on fait l'hypothèse que les phénomènes de corrosion seront les premiers à limiter la durée de vie de la batterie et que le nombre maximal de cycles ne sera pas atteint, on aura tendance à limiter la capacité et ainsi l'investissement matériel au départ, et on choisira des cycles journaliers de charge/décharge de l'ordre de 80 %. En revanche, en pays tempérés en utilisant un régulateur de qualité, les phénomènes de corrosion peuvent être limités et le choix du dimensionnement de la batterie et de la profondeur de décharge dépendra de nombreux critères comme :

- l'autonomie désirée en tenant compte des variations d'ensoleillement ;
- les coûts de remplacement des batteries en fonction du transport, de la facilité d'accès au site, du coût de la main d'œuvre ;
- les capacités d'investissement au départ et les frais financiers d'amortissement ;
- l'aspect environnemental, comment recycler localement les batteries…

En première approximation, le nombre de cycles sera inversement proportionnel à la profondeur de décharge : par exemple une batterie pouvant fournir 300 cycles à 100 % de décharge devrait fournir 600 cycles à 50 % de décharge avec une bonne régulation.

Le *tableau 4.1* donne quelques chiffres typiques de cycles et durée de vie des batteries au plomb ainsi que les coûts d'investissement et de l'énergie stockée en kWh sans tenir compte du rendement charge/décharge et des coûts financiers (loyer de l'argent). Ces coûts sont des valeurs hors taxe qu'un consommateur final peut obtenir en France en 2004.

Tableau 4.1 – Technologies des batteries au plomb

Technologie	Cycles (80 % de profondeur de décharge)	Durée de vie (ans)	Investissement (€/kWh)	Coût énergie (€/kWh)
Voiture	100	7	90	1,1
Plaque solaire	250	7	100	0,5
Fermée AGM	250	5	170	0,85
Fermée gel	400	8	200	0,6
OpZs tubulaire	550	12	150	0,4
Tubulaire bloc	1 200	15	200	0,2

Il existe d'autres variations des technologies présentées souvent fabriquées en relativement petites séries pour des applications professionnelles. On trouve par exemple des batteries tubulaires fermées avec du gel pour le maintien de l'électrolyte, des batteries Planté…

Les batteries modernes sont la plupart à faible autodécharge, c'est-à-dire qu'elles perdent moins de 3 % de capacité par mois à 20 °C. Cependant cette valeur trip à 30 °C et dans la gestion d'un stock de batteries ou lors de montage de gran systèmes en pays chauds, il faut impérativement en tenir compte et prévoir d charges d'appoint si un stock reste non utilisé longtemps.

Groupement de batteries

On peut connecter en série/parallèle des batteries solaires exactement identiqu et de même âge. La mise en parallèle n'est cependant pas recommandée ; il fa la réserver aux installations où la fourniture de grands éléments n'est pas possib Dans ce cas, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétriqu Pour chaque chaîne de batterie (ensemble de batteries câblées en série), mon un fusible en série dans le câblage. Pour les petits systèmes, il est toujours avan geux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batter d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieil prématurément la nouvelle.

Choix d'une tension nominale

Le choix de la tension nominale d'un système dépend des niveaux de puissan et d'énergie nécessaires (sur ce sujet, voir aussi § 6.1.4 « Tension nominale d système PV »).

Pour alimenter quelques lampes et d'autres petits récepteurs en courant conti dans un site de petites dimensions (caravanes, bateaux, petits chalets…), une te sion de 12 V est préférée parce que c'est la tension la plus courante pour trouver d appareils et accessoires provenant souvent du matériel automobile. Cependan 12 V, dès que le niveau de courant atteint quelques ampères, les sections de câ deviennent importantes si l'on veut éviter des pertes ohmiques élevées. La batt solaire 12 V standard la plus grande a une capacité de 220 Ah/20 h et pèse envi 65 kg. Si les besoins dépassent ce stockage (environ 2,5 kWh), on préférera e général passer à 24 V plutôt que de connecter plusieurs telles batteries en parall

De même, pour un système plus important (typiquement à partir de 500 W_c in tallés), on choisit le plus souvent le 24 V pour éviter les courants trop forts, l'emploi d'un onduleur pour bénéficier de récepteurs en 230 VAC.

Pour des besoins plus importants comme les petits réseaux, des tensions nomin plus élevées sont choisies mais il est impératif dans ce cas de dominer l'évolution groupe de batteries en mesurant des tensions intermédiaires. On a expérime

dans de grands systèmes à tension nominale de plus de 200 V des explosions de batteries lors de cycles importants[1].

Une grande batterie du type utilisé dans les installations de secours (plusieurs MWh) est constituée souvent de plus de 100 éléments 2 V en série. Dans ces systèmes, la batterie est maintenue en *floating* et déchargée partiellement occasionnellement. Dans un système photovoltaïque de mêmes dimensions, la batterie subit des cycles journaliers, atteint régulièrement la fin de charge et au besoin doit se décharger profondément pour répondre à la demande. Si la régulation contrôle uniquement la tension globale, lors de chaque fin de charge, les éléments les plus faibles de la série sont surchargés et perdent plus d'électrolyte, ils vieillissent plus vite et perdent encore plus de capacité, comparé aux autres éléments. En cas de décharge importante, un de ces éléments peut être complètement déchargé alors que les autres éléments peuvent encore fournir du courant, dans ce cas, si la décharge continue, sa tension va s'inverser et augmenter rapidement parce que sa résistance interne est élevée, le stade ultime étant la destruction de cet élément, ce qui peut provoquer un incendie. Pour une batterie à tension élevée subissant des cycles importants, il faut mesurer les tensions intermédiaires des éléments et réguler en conséquence : l'institut Fraunhofer[2] en Allemagne a développé un régulateur spécial qui contrôle chaque élément séparément et transfère les charges nécessaires entre les cellules pour équilibrer la batterie.

4.2.2 Batteries au nickel

Dans ce paragraphe, on passe en revue brièvement les paramètres principaux de la batterie au NiMH (nickel-métal-hydrure). Cette batterie, qui a pratiquement remplacé la batterie au NiCd (nickel-cadmium) est utilisée dans les appareils portables. Il existe un seul fabricant produisant des batteries au NiCd pour applications professionnelles mais avec les problèmes de recyclage du cadmium, il est peu probable que ces batteries se développent encore. Pourtant, des batteries NiCd haut de gamme, très onéreuses et de très longue durée de vie (de 15 à 20 ans) sont encore employées dans des systèmes photovoltaïques très particuliers, quand l'accès au site est très compliqué (haute montagne, désert...). Aussi ne présenterons-nous que le NiMH, composant moins polluant et possédant d'autres avantages sur le NiCd comme une plus grande densité énergétique. Précisons que la gamme de ces accumulateurs NiMH est de faible capacité : modèles « bâtons » ou « boutons » de quelques mAh à quelques Ah, et donc réservés aux applications de faible capacité (photopiles intérieures et modules $< 5\ W_c$).

1. Report from the DG XII – Photovoltaic Pilot Plants – Chapters 3 and 4.
2. http://www.ise.fhg.de/

Caractéristiques de charge

Les *figures 4.15* et *4.16* présentent des courbes typiques de charge à cour[ants] constants pour une cellule NiMH à trois températures. On remarque que [les] courbes de charge varient en fonction de la température et du niveau de cou[rant] et que la fin de charge dépend également de la température. On constatera é[ga]lement l'absence de courbe de charge aux températures négatives : bien des acc[u]mulateurs NiMH ne peuvent prendre aucune charge en dessous de 0 °C, il s'a[git] des petits modèles au format pile. Les grosses batteries industrielles, elles, se c

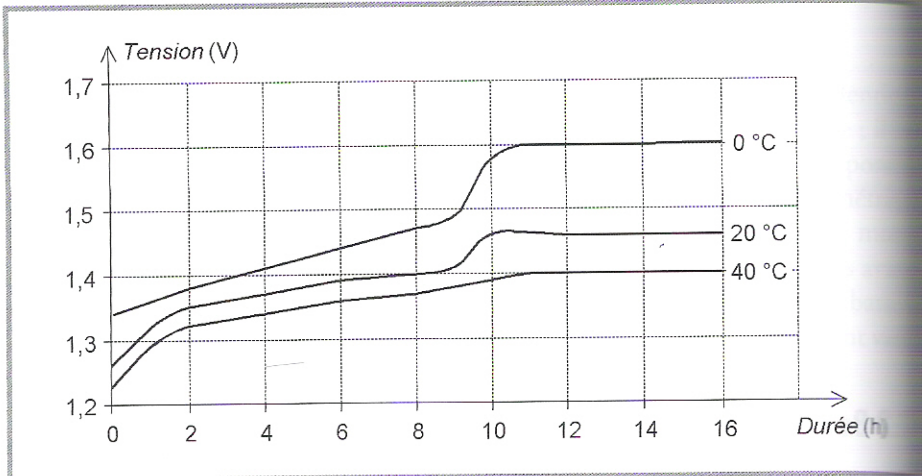


Figure 4.15 – Charge lente d'un élément NiMH à 0,1 C

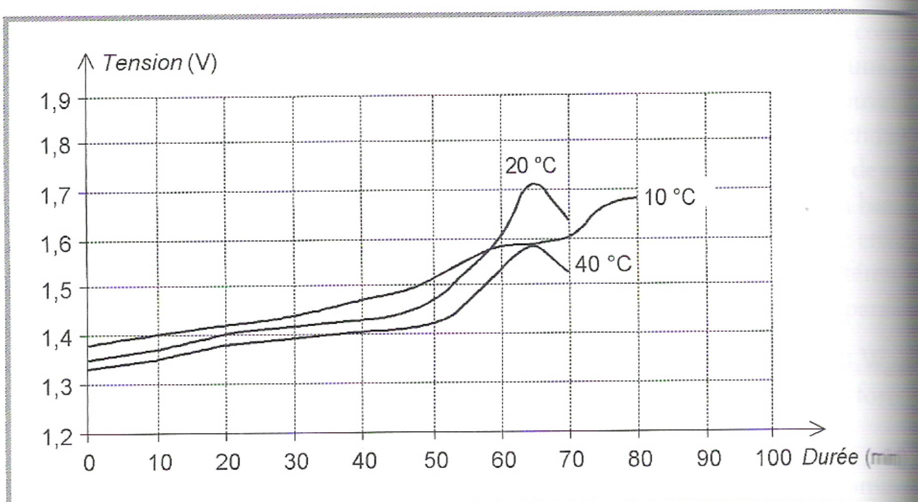


Figure 4.16 – Charge rapide d'un élément NiMH à 1 C

gent jusqu'à – 20 °C. Dans les deux cas, la décharge est tout à fait possible aux températures négatives.

Ces effets rendent difficile la conception d'un régulateur de charge : en effet le courant du panneau varie avec l'ensoleillement, et la forte dépendance à la température et au niveau de courant impose de mesurer la tension, les variations de tension en fonction du temps, la température et d'intégrer l'énergie entrante. Les chargeurs rapides d'accumulateurs NiMH fonctionnant sur le secteur sont en général équipés d'un processeur surveillant toutes ces valeurs.

Caractéristique de décharge

La caractéristique de décharge des cellules NiMH varie suivant leur technologie, la température et le niveau de courant. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes. Un point important à noter est que le NiMH peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les récepteurs tolèrent des tensions très faibles.

Le *tableau 4.2* indique les valeurs typiques de capacités en fonction du courant de décharge et de la température. On remarque que ces valeurs sont données à courants relativement élevés parce que ces accumulateurs sont plutôt destinés à alimenter des appareils portables où l'autonomie dépasse rarement quelques heures.

Tableau 4.2 – Capacités relatives (%) d'un élément NiMH en fonction du courant de décharge et de la température

Température \ Courant	0,1 C	0,2 C	1 C	2 C	5 C
20 °C	106	100	87	81	63
0 °C	100	94	80	82	58
– 20 °C	87	80	58	40	

On a vu que les courbes de charge (*4.15* et *4.16*) sont fortement influencées par la température. De même la capacité est influencée par la température et le niveau de courant. Un des avantages des batteries au nickel est qu'elles n'utilisent pas d'électrolyte à base d'eau et qu'elles ne gèlent pas. Les batteries Ni sont donc intéressantes dans les applications professionnelles à basse température ambiante (sauf les petits formats type pile pour lesquels la charge doit se faire au-dessus de 0 °C).

Autodécharge

Un désavantage important du NiMH en application solaire est son taux de pertes internes qui est beaucoup plus élevé que celui du plomb. Le *tableau 4.3* donne le taux de pertes de capacité en fonction de la température et de la durée de stockage.

Tableau 4.3 – Perte de capacité (%) du NiMH en fonction de la températu

Temps \ Température	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C
5 jours	15	20	28	35
10 jours	22	28	36	50
30 jours	36	48	60	83

On remarque que pour une batterie ayant une autonomie de 5 jours à 30 °C faut surdimensionner les panneaux solaires de 20 % pour tenir compte l'autodécharge. Pour un usage en pays chaud, il est impératif d'installer les ba ries dans un endroit à l'ombre et bien ventilé ou mieux dans une cave. Ne ja installer de système compact qui contient des batteries dans un boîtier sou panneau solaire. L'expérience a montré qu'une lampe compacte contenant à la un panneau solaire, un tube fluorescent et une batterie NiCd utilisée en Afri voyait son autonomie réduite à quelques minutes par jour au lieu des 3 à 4 he prévues : la température des batteries atteignait 75 °C en milieu de journée.

Rendement, cycles et durée de vie

Le rendement charge/décharge du NiMH est en général plus faible que po plomb : calculé en Ah, il vaut en général 80 à 85 % et 65 à 70 % calculé en W De plus il baisse lorsque le courant de charge diminue : il est couramm < 50 % en Ah en dessous de C_{50}. Le panneau solaire qui lui sera associé d être dimensionné pour charger entre C_{30} et C_{10} afin d'avoir un bon rendemen charge (il décroît ensuite pour des courants inférieurs).

Cyclage et durée de vie

C'est le paramètre le plus favorable des batteries au NiMH : elles fournissen général 500 à 700 cycles à 80 % de décharge et elles supportent d'être stoc déchargées 3 à 5 ans. Leur durée de vie est fonction de la température : elle att facilement 10 ans à 20 °C d'ambiance et perd 20 % par chaque 10 °C d'augm tation.

Mise en série/parallèle

Ici également, le NiMH demande plus de soins : lorsque l'on monte plusi cellules de 1,2 V en série, si le système n'est pas équipé d'un régulateur coup les utilisateurs au-dessous d'environ 1 V par cellule, il faut impérativement me rer tous les éléments de batterie et appairer les capacités avant de les connecte série. Si les éléments ne sont pas identiques, en cas de décharge totale, l'élém à plus faible capacité va devoir supporter une inversion de sa tension alors qu autres cellules peuvent encore débiter du courant : cet effet réduit rapidemen

durée de vie de cet élément. Pour la mise en parallèle, les mêmes précautions que pour le plomb doivent être observées.

Prix

Les batteries au NiMH sont nettement plus chères que celles au plomb : pour comparer avec les batteries fermées au plomb (VRLA), leur coût à capacité équivalente est en général 4 à 5 fois plus élevé. Pour une utilisation à courte durée (autonomie faible), le coût au kWh sera environ 2 fois celui du plomb.

4.2.3 Tendances futures

La batterie dans un système photovoltaïque représente environ 15 % de l'investissement initial mais sur une durée d'exploitation de 20 ans, elle dépasse en général les 50 % du coût global du système, aussi il est très important d'améliorer ce composant pour abaisser le coût de l'énergie produite. En 2000, le marché des batteries pour les énergies renouvelables était d'environ 130 M€/an et avec le développement des systèmes solaires individuels (SHS, *Solar Home Systems*) et des grands projets d'électrification rurale dans les pays chauds, on prévoit un accroissement qui devrait atteindre 820 M€/an en 2010. Un projet européen, INVESTIRE[1], s'est intéressé dès 2001 à réunir les compétences de 35 sociétés ou instituts de recherche pour faire le point sur les techniques de stockage d'énergie et proposer un modèle de développement destiné à abaisser le prix du stockage d'énergie renouvelable. Les technologies comparées étaient :

- batterie au plomb ;
- batteries au nickel (NiCd, NiMH, NiZn) ;
- batteries au lithium (Li-métal, polymère, ion…) ;
- systèmes à oxydoréduction ;
- super-condensateurs ;
- volant d'inertie ;
- air comprimé ;
- batterie zinc-air.

Au moment de l'écriture de cet ouvrage, le projet n'était pas terminé mais nous pouvons déjà après le mi-terme de cette étude esquisser quelques conclusions et faire le point sur les principaux développements récents de la batterie au plomb qui restera un composant incontournable pour encore des décennies.

1. http://www.itpower.co.uk/investire/home.html

Batterie au plomb ouverte

Les développements des batteries ouvertes s'intéressent principalement à essa d'améliorer le nombre de cycles et la durée de vie des batteries traditionnelle plaque qui peuvent être fabriquées sur des chaînes de fabrication de batte automobiles. Un projet européen récent a proposé de modifier la composition l'électrolyte en ajoutant des additifs qui pourraient stabiliser la densité de l'ac et éviter les problèmes de stratification : l'idée est de pouvoir fabriquer la batt sur une chaîne classique et de modifier uniquement la formulation de l'acide, qui n'entraîne pas de modification du matériel de fabrication. Les premi résultats de la batterie « cristal » sont encourageants[1] : on ajoute à l'électrol de l'acide phosphorique qui réduit la formation de grands cristaux de sulfate plomb sur l'électrode positive et un colloïde de silice qui stabilise l'électroly Une telle batterie devrait offrir environ deux fois plus de cycles et durer p longtemps qu'une batterie similaire sans modification d'électrolyte.

Batterie au plomb fermée

Plusieurs développements récents se sont intéressés à améliorer la durée de vie batteries fermées qui offrent certains avantages sur les batteries ouvertes :

- l'électrolyte maintenu par le gel ou l'AGM évite la stratification ;
- le transport des batteries est facilité, une fuite d'électrolyte étant en princ impossible ;
- l'électrolyte est fourni par le fabricant, sa qualité est ainsi contrôlée.

Les désavantages sont par contre :

- un coût de fabrication légèrement plus élevé ;
- danger de séchage si la régulation n'est pas bien adaptée.

Pour atteindre une durée de vie maximale, il faut absolument éviter de surchar les batteries fermées : en cas de surcharge, on génère de l'hydrogène et de l'oxyg en excès et la corrosion augmente exponentiellement. L'hydrogène excessif expulsé par les valves de surpression et il va rester un excédent d'oxygène co dant l'électrode positive. D'autre part, la perte d'hydrogène induit une p d'eau et une concentration de l'acide qui perd du volume. Comme la batterie fermée, on ne peut pas compenser une perte de liquide et si le phénomène répété, la batterie va sécher et perdre de la capacité. Cependant si la batterie r constamment sous-chargée, les risques de sulfatation et ramollissement de la m active augmentent, il est donc tout de même conseillé d'effectuer une charge compensation régulièrement.

1. L. Torcheux, P. Laillier : *A new electrolyte formulation for low cost cycling lead acid batt* Journal of Power Sources 95 (2001).

Une étude récente[1] présente l'intérêt à garder des batteries fermées dans un état de charge intermédiaire entre 20 et 80 % de leur état de charge nominal (E_{CH}) pour travailler dans une zone à rendement maximal (aucune perte due à la fin de charge) et propose un système de gestion qui impose une charge complète en fonction des cycles précédents. Par exemple, un tel système a été testé sur une batterie au gel fonctionnant entre 40 et 70 % E_{CH} pour une durée de 5 500 cycles. Une charge d'égalisation était effectuée tous les 84 cycles partiels et à la fin de l'étude, la capacité était encore de 95 % de la valeur nominale au départ. Ceci correspond à environ 1 650 cycles à 100 % de profondeur de décharge. Le rendement global charge/décharge (en Ah) était supérieur à 99 % durant cette même période. Un autre essai rapporte des chiffres similaires avec plus de 6 000 cycles entre 60 et 90 % E_{CH} avec une charge de compensation tous les 100 cycles, ce qui correspond à 1 800 cycles à 100 % de profondeur de décharge. Ce type de fonctionnement présente un autre avantage pour les grands systèmes d'électrification rurale où la charge d'égalisation est obtenue par un générateur diesel : lorsque le diesel fonctionne chaque jour, c'est à rendement maximum (la batterie acceptant tout le courant produit) et l'égalisation moins fréquente permet d'économiser typiquement 30 % d'usage de la génératrice.

Les phénomènes de vieillissement par sulfatation sont dus à l'accroissement de la taille des cristaux de $PbSO_4$ sur l'électrode positive lorsque la batterie est déchargée. Ces cristaux plus gros laissent moins bien passer le courant provenant de la grille de contact et peuvent même se détacher, réduisant la capacité, et, dans le cas d'une batterie ouverte, tomber au fond du boîtier. Pour pallier cet inconvénient, il paraît intéressant de trouver un moyen obligeant la masse active à rester en contact avec la grille. Les moyens mécaniques imposant une pression ne sont pas possibles avec des séparateurs AGM composés de fibre de verre fragile ou avec des gels. Une société américaine, Daramic a développé un nouveau séparateur (AJS) qui supporte une contrainte mécanique élevée sans se déformer et permet d'imposer une pression permanente sur la pile de plaques. Une publication récente[2] présente l'utilisation de ces séparateurs et le gain de performances obtenus en imposant différentes pressions sur la pile de plaques d'un élément de batterie :

- 250 cycles avec un séparateur AGM et compression de 30 kPa ;
- 530 cycles avec le séparateur AJS et compression de 30 kPa ;
- plus de 1 500 cycles avec le séparateur AJS et compression de 80 kPa.

Ce test était effectué à une décharge de C_5 (courant = 1/5 de la capacité) et 100 % de profondeur de décharge ; la batterie est considérée comme « âgée » lorsque sa

1. R. H. Newnham, W.G.A. Baldsing : *Benefits of partial-state-of-charge operation in remote-area power-supply systems*, Journal of Power Sources 107 (2002).
2. M. Perrin *et al.* : *Extending cycles life of lead-acid batteries: a new separation system allows the application of pressure on the plate group*, Journal of Power Sources 105 (2002).

capacité a passé en dessous de 80 % de capacité nominale. Le test de la batterie fortement compressée n'était pas terminé au moment de la publication de l'article.

Batteries au nickel

Trois matériaux différents sont utilisés avec le nickel : le cadmium, les hydrures métalliques et le zinc :

– pour les batteries NiCd, avec l'interdiction du cadmium à l'échelle européenne, le futur de cette technologie est très compromis ;

– les batteries NiMH sont en train de remplacer les anciennes NiCd pour des raisons environnementales ;

– pour les batteries NiZn, peu de constructeurs proposent des modèles et nous n'avons pas encore assez de données pour estimer leur intérêt dans cette étude.

Le nickel ne sera probablement jamais largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques mais restera intéressant pour certaines applications portables.

Batteries au lithium

Les batteries au lithium utilisent beaucoup de matériaux et électrolytes associés au lithium ; il existe par exemple des couples lithium/métal (Li-métal/Sulfure de titane ou de fer), lithium/ions (carbone/Li_xCoO_2), lithium/(métal) polymère (Li-métal/V_6O_{13})… Toutes ces technologies présentent des avantages et inconvénients :

– Les batteries Li-métal (Li/MoS_2) sont abandonnées car dangereuses et explosives en cas de court-circuit interne. Des développements sont en cours pour les rendre plus stables.

– Les batteries Li-ions présentent un comportement beaucoup plus stable : les cellules atteignent 3 à 4 V et la densité énergétique est la plus élevée aujourd'hui pour une batterie longue durée. L'électrolyte est à base de solvant organique ; il n'y a donc pas de consommation d'eau par électrolyse et de perte de liquide en fin de charge, la batterie peut être complètement étanche et ne demande pas de courant de maintien.

– Les batteries Li-polymère utilisent des technologies sèches avec des matériaux en feuilles empilées et enroulées ; l'intérêt est d'augmenter encore la densité énergétique pour les applications portables. Beaucoup de matériaux sont étudiés et les premiers modèles devraient bientôt apparaître sur le marché.

Les propriétés du lithium le destinent plutôt aux applications portables où sa grande densité énergétique, son rendement élevé et son autodécharge très faibles sont de grands avantages. Il est peu probable qu'il sera largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques de puissance.

Super-condensateurs et volants d'inertie

Les technologies comme les super-condensateurs ou les volants d'inertie ont des propriétés qui les destinent aux mêmes applications de stockage à très court terme avec des grandes durées de vie. Ces éléments servent plus souvent pour leurs propriétés de filtrage ou de lissage d'énergie que pour un stockage réel. Il y a très peu de chance qu'ils soient un jour utilisés dans des applications d'électrification rurale.

Batterie métal-air

Les batteries métal-air rechargeables demandent une infrastructure complexe à mettre en œuvre : le faible nombre de cycles peut être augmenté au prix du recyclage des électrodes qui doivent être démontées et remplacées régulièrement dans les bacs de batterie. Mais l'intérêt premier de cette technologie est sa grande densité énergétique qui la limite probablement aux applications portables à court terme car l'autodécharge est très élevée.

Systèmes redox

Les batteries redox utilisent des électrodes plongées dans deux liquides servant de stockage d'énergie. La taille des électrodes détermine l'échange, donc la puissance. Une membrane sélective laisse passer les ions mais empêche le mélange des solutions. Un grand nombre de couples ioniques sont possibles comme Fe-Cr, Zn-Br, Br-S… Le stockage d'énergie se fait par les électrolytes maintenus dans des cuves externes et qui peuvent être gardés longtemps sans pertes. Pour échanger de l'énergie, on fait circuler les électrolytes par pompage et l'échange a lieu dans le réservoir à électrodes et membrane sélective.

Les applications actuelles des batteries redox sont plutôt comme sources d'énergie de crête à la demande dans les réseaux. La grande variété des technologies en compétition rend leur évaluation difficile et leur utilisation comme stockage d'énergie renouvelable n'est pas encore compétitive.

Air comprimé

La dernière technologie étudiée, l'air comprimé, présente un point commun avec la précédente : les entrées/sorties de courant mettent en œuvre des transducteurs électromécaniques : à l'entrée un compresseur, et à la sortie un moteur hydraulique couplé à une génératrice. Si l'on veut fournir de l'électricité à n'importe quel utilisateur, il faudra compter avec les pertes de la génératrice à vide.

L'intérêt de l'air comprimé est qu'une grande partie de la technologie est déjà développée et disponible partout : le stockage de gaz comprimé et tous les composants nécessaires (bonbonnes, robinets, vannes, tuyaux…) se trouvent dans tous les pays. Les seuls éléments nouveaux sont des compresseurs adiabatiques qui récupèrent la chaleur produite pendant la compression.

L'air comprimé est idéal si on a besoin d'énergie mécanique parce que dans ce ca le rendement de décharge est supérieur à 90 % avec un bon moteur hydrauliqu les besoins mécaniques typiques en milieu rural sont les machines agricoles d traitement des céréales (moulins, décortiqueuses de grains...), les machines à trair le froid (compresseur), le pompage et la ventilation. D'autres applications méca niques devraient apparaître prochainement comme de petits transporteurs qu peuvent se recharger rapidement (transfert d'air comprimé en quelques dizain de secondes). Beaucoup de projets s'intéressent à l'air comprimé pour les voitur

Un avantage de cette technologie est que la batterie peut être augmentée facilem par addition de bouteilles sans problème d'âge ou taille des éléments.

Cette technologie est une réelle alternative au plomb actuel avec de grands ava tages sur le plan environnemental : pas de métaux lourds, pas d'acide, une dur de vie très élevée, pas de vieillissement rapide à température ambiante élevée et l coût énergétique du stockage le plus faible actuel. Cependant il est difficile d savoir si elle pourra s'imposer alors que les batteries traditionnelles sont largeme implantées partout.

4.3 Les régulateurs de charge

Dans un système photovoltaïque autonome, le régulateur représente en géné moins de 5 % du coût total du système, ce qui tout d'abord laisse à penser que c composant n'est pas important. Au contraire sa fonction est primordiale et s qualités vont profondément influencer le coût final de l'énergie produite. La ba terie reste l'élément le plus délicat du système et la qualité de son contrôle et so entretien influence grandement sa durée de vie et donc le prix du kWh final.

Jusqu'à aujourd'hui, relativement peu a été fait pour optimiser ce composant q est souvent produit dans les pays en développement pour les petits systèmes fam liaux (SHS, *Solar Home System*). Une étude récente qui compare 27 régulateur du marché montre que les techniques utilisées pour le contrôle de la batterie so très diverses et les paramètres typiques de contrôle très dispersés. Il n'y a donc p aujourd'hui unanimité d'idée chez les concepteurs sur le meilleur moyen de régu une batterie de système photovoltaïque.

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solair et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et l sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Da les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sourc d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il pe

1. IEA PVPS Task 3, Management of batteries used in Stand Alone PV Power Supply System

réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, *Max Power Tracker*, MPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système.

Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux :

- les régulateurs *série*, qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;
- les régulateurs *shunt*, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge ;
- les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (*Maximum Power Tracker*, MPT), qui utilisent un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximale.

À ces trois types de circuits, on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

Ce chapitre décrit les deux fonctions principales des régulateurs pour contrôler la charge et la décharge des batteries. Ensuite on décrit les technologies les plus courantes avec quelques recommandations sur le choix le plus approprié en fonction du système envisagé. Enfin on mentionne les valeurs typiques recommandées dans les publications les plus récentes.

4.3.1 Fonctions

Nous nous limiterons ci-dessous au cas des batteries au plomb, les autres technologies n'étant que rarement utilisées dans les systèmes photovoltaïques.

Contrôle de la charge

Le contrôle de la charge est la fonction la plus critique déterminant la durée de vie de la batterie. La difficulté de ce travail provient de la nature de la source d'énergie qui n'est pas toujours disponible. Pour garantir une durée de vie élevée d'une batterie, il faudrait après chaque décharge pouvoir la recharger à 100 %, hors avec la nature aléatoire de l'ensoleillement, il n'est pas toujours possible d'effectuer une recharge complète et la batterie va souvent rester plusieurs jours dans un état de charge « moyen », ce qui à long terme peut réduire la durée de vie de ce composant.

On peut imaginer plusieurs techniques utilisant soit la mesure de la tension, soit la mesure du courant entrant et sortant pour réguler une batterie. En fait, la mesure de la tension est beaucoup plus simple et la grande majorité des régulateurs utilise ce paramètre.

La tension d'une batterie chargée à courant constant augmente de façon linéaire jusqu'à ce qu'elle atteigne pratiquement la fin de charge où soudainement elle augmente beaucoup plus rapidement lorsque sa matière active est presque complètement transformée et où l'électrolyte commence de libérer des gaz. Cette gazéification est la décomposition de l'eau de l'électrolyte en hydrogène et oxygène et correspond en fait à une électrolyse. Si on laisse durer ce phénomène, la batterie deviendra surchargée, ce qui accélérera la corrosion du plomb, fera perdre de l'électrolyte et endommagera les plaques de plomb. La fonction principale du régulateur est d'empêcher cette surcharge.

Une légère gazéification est cependant nécessaire et recommandée. Lorsque ce phénomène commence, la batterie n'est pas encore complètement chargée et une partie du courant entrant va permettre de terminer la charge tandis que le reste produira l'électrolyse et les gaz traversant l'électrolyte vont l'agiter et le brasser gentiment, ce qui permettra d'homogénéiser son acidité. Si ce stade final n'est jamais atteint, l'électrolyte deviendra stratifié, la concentration d'acide sera plus importante au fond du bac accélérant la corrosion des plaques et avec pour deuxième conséquence une sulfatation, c'est-à-dire la transformation d'une partie du plomb actif en cristaux durs qui ne peuvent plus participer au stockage d'énergie. Ces deux phénomènes auront pour conséquence une diminution de la durée de vie de la batterie. Cette gazéification est recommandée pour les batteries ouvertes à électrolyte complètement liquide mais pas pour les batteries fermées contenant un gel ou une matière AGM absorbant l'acide qui empêche les mouvements et brassage d'électrolyte.

La *figure 4.17* présente une courbe typique de tension dans le temps d'une batterie. Deux valeurs caractéristiques sont utilisées pour le contrôle de la charge : la tension de fin de charge (V_{fc}) ou de coupure haute et la tension de recharge (V_{rc}), valeur pour laquelle le processus de charge recommence.

La plupart des régulateurs travaillent en tout ou rien et utilisent ces deux tensions pour arrêter ou recommencer la charge. Pour interrompre le courant, on peut utiliser un relais, un transistor bipolaire ou un MOSFET.

La charge en tout ou rien avec ces deux tensions de commutation fonctionne assez bien pour les systèmes à grande capacité de stockage où le courant de charge est inférieur à C_{20} soit au vingtième de la capacité de stockage. Dans le cas d'une batterie chargée à un courant plus élevé, le courant important multiplié par la résistance interne de la batterie générera une tension de charge plus élevée et les valeurs de tension de commutation ne seront plus adaptées, la charge s'arrêtant trop vite, ce qui conduira à une batterie n'atteignant jamais sa pleine charge. Si on augmente la tension de fin de charge, on produira beaucoup de gaz avec les conséquences défavorables mentionnées ci-dessus et la charge finale nécessaire qui demande des courants faibles ne sera pas réalisée.

Pour les systèmes à grand courant de charge par rapport à la capacité de stockage ($I > C_{20}$), il vaut mieux utiliser un régulateur à tension constante. Cependant la

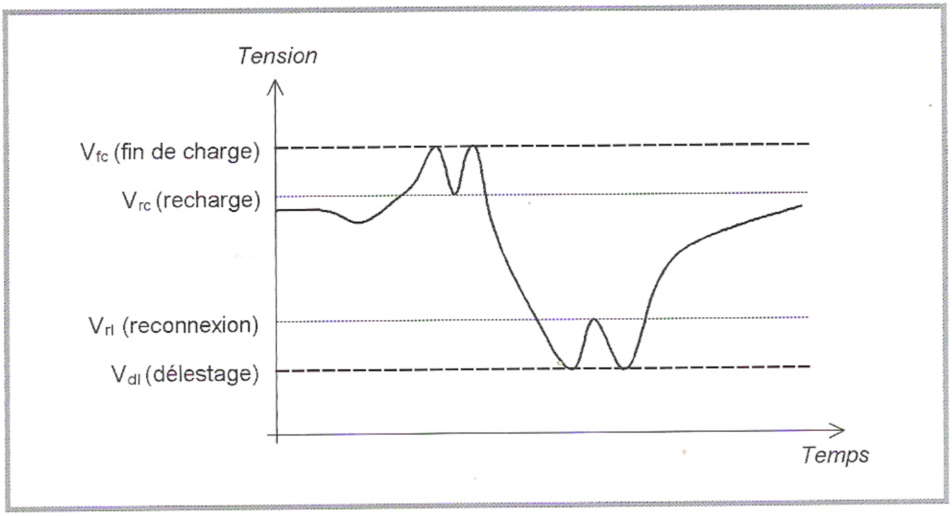


Figure 4.17 – Évolution dans le temps de la tension d'une batterie

nature imprévisible du courant solaire oblige à réaliser ce que l'on appelle un régulateur modifié à tension constante. Dans une première phase de charge, les panneaux fournissent tout ce qu'ils peuvent produire et lorsque la batterie atteint sa tension de fin de charge, on maintient cette tension pendant un certain temps ce qui permet de finaliser la charge et on diminue ensuite la tension de charge du régulateur pour maintenir la batterie en tension de flottement.

Ce type de régulateur est plus sophistiqué que l'interrupteur tout ou rien à deux tensions et il coûte plus cher. Les anciens modèles devaient dissiper l'énergie non utilisée par la batterie durant sa phase à tension constante, ce qui impliquait des dissipateurs volumineux. Les technologies plus récentes utilisent en général des MOSFET travaillant en modulation à largeur d'impulsion (PWM), la dissipation est alors réduite aux pertes de commutations et à la perte ohmique produite par le courant de charge à travers les transistors. La *figure 4.18* montre l'allure du courant et de la tension pour un régulateur modifié à tension constante.

Charge forcée (boost charge)

Déterminer quelle est la tension optimale de fin de charge est une chose difficile : pour contourner ce problème, les régulateurs modernes à microprocesseur utilisent en général une tension de fin de charge pas trop élevée pour éviter toute corrosion et limiter les pertes d'eau. Ensuite, pour garantir une homogénéisation de l'acide, ils font régulièrement ce que l'on appelle une charge forcée qui laisse monter la tension de fin de charge plus haut pendant un temps limité. La fréquence de cette charge dépend des constructeurs de batterie mais dans la littérature[1] on mentionne

1. IEA PVPS Task 3 Recommended Practices for Charge Controllers.

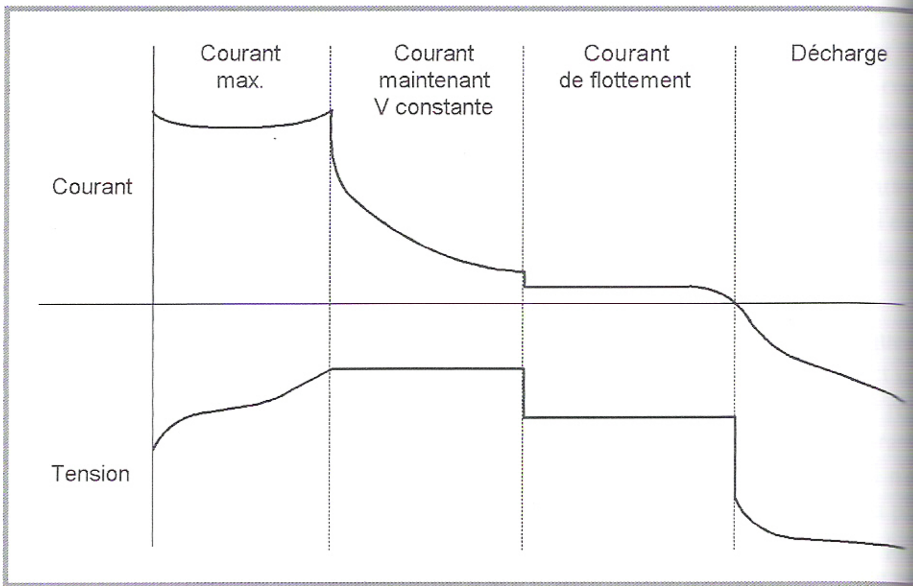


Figure 4.18 – Régulateur modifié à tension constante

une charge forcée toutes les 2 à 3 semaines pour les batteries cyclées alors que p
les batteries à tension flottante une fois par mois est suffisant. Il est égalem
recommandé de repasser par cette charge forcée pour remonter complètemen
batterie après que le régulateur de délestage des récepteurs a fonctionné lorsqu
charge reprend.

Égalisation

Un autre phénomène apparaît avec le temps : dans une batterie cyclée, les di
rences de capacité entre cellules, les variations de température entre éléments
cellules internes seront plus chaudes que celles des extrémités du bac) et les va
tions d'auto décharge créent des divergences d'état de charge entre cellules. P
compenser ces variations, il est recommandé d'effectuer une charge d'égalisat
qui va permettre la charge complète de toutes les cellules de la batterie. L'égalisat
est une sorte de charge forcée plus longue à petit courant et elle permet de reco
mencer un cycle avec une batterie où toutes les cellules sont pleinement charg
Cet effet est d'autant plus marqué que le nombre d'éléments est important (tens
nominale élevée). Cette charge à tension plus élevée est peu recommandée p
les batteries fermées qui ne peuvent pas perdre de liquide sans perdre en mê
temps un peu de capacité : on peut tout de même rééquilibrer un système à b
teries fermées environ tous les 100 à 150 cycles, ce qui peut représenter un
deux charges d'égalisation par an.

Compensation thermique

L'activité électrochimique d'une batterie est fortement dépendante de la température. À haute température, une batterie accepte plus facilement la charge et commence sa gazéification à plus basse tension. Si l'on utilise en pays chaud un régulateur réglé pour une température tempérée (20-25 °C), la tension de coupure trop haute va accélérer la corrosion et faire perdre de l'électrolyte. Ce phénomène est spécialement important lorsque le courant de charge est élevé et que les pertes ohmiques de la batterie font augmenter sa température interne. Au contraire pour une batterie utilisée en pays froid en hiver, des tensions fixes de régulation vont empêcher la charge totale de la batterie qui vieillira prématurément car jamais totalement chargée. À température au-dessous de 0 °C, un autre danger est le gel possible de l'électrolyte qui dépend de l'état de charge de la batterie (*tableau 4.5*, page 117). La compensation thermique est très importante pour les batteries étanches utilisées en pays chauds : une surcharge occasionnera une perte d'électrolyte qui ne pourra pas être compensée.

Pour garantir une mesure précise de la température, il est recommandé de monter une sonde de température collée sur le boîtier de la batterie. Une sonde de température interne au régulateur sera souvent perturbée par la dissipation interne des composants de puissance (diodes et transistors), ce qui faussera la mesure de la température. Les sondes de température doivent être encapsulées dans un matériau résistant aux acides, avoir une précision d'au moins 2 °C et être robustes et bon marché. En cas de panne de la sonde de température (sonde ouverte ou en court-circuit), le régulateur devrait fonctionner avec des tensions de réglages en milieu de la plage de température (25 °C). La valeur typique de compensation thermique est de – 5 mV/°C, ce qui correspond à – 30 mV/°C pour une batterie de 12 V.

Tensions de régulation, boost et égalisation

On présente au *tableau 4.4* les valeurs recommandées de tensions de régulation de charge en fonction des batteries les plus courantes. Un régulateur bien ajusté ne garantit pas que la batterie sera bien contrôlée : il faut encore que la mesure de la tension soit fiable et précise. Si le courant de charge est élevé, il faut s'assurer que la chute de tension entre le régulateur et la batterie est négligeable (sections de câbles suffisantes). Sinon il faut utiliser un régulateur avec une mesure séparée de la tension de batterie (câblages courant/tension séparés). Ce problème est important pour les régulateurs tout ou rien qui en cas de chute importante de la tension entre le régulateur et la batterie n'arriveront jamais à charger complètement la batterie. Pour les régulateurs à tension constante, le problème est moins grave car le régulateur impose sa tension tout en réduisant le courant, ce qui permet de finalement charger à la bonne tension.

Le rapport entre V_{fc} et V_{rc} (fin de charge/recharge) est important : si la distance entre ces tensions est trop importante, dans un régulateur tout ou rien, le temps de fin de charge sera profondément rallongé avec le risque de ne jamais charger

Tableau 4.4 – Tensions de charge et boost (par cellule de batterie)

	Type de batterie			
Type de régulateur	Électrolyte liquide		AGM	GEL
	Ouverte		Fermée	
	Sn-Pb	Ca-Pb		
Tout/rien				
V_{fc}	2,40	2,45	2,35	2,35
V_{rc}	2,25	2,30	2,20	2,20
Mod. V Constante				
V_{fbo} (boost)	2,50	2,55	-	-
V_{fc} (charge)	2,35	2,40	2,35	2,40
V_{fc} (flottement)	2,25	2,25	2,25	2,25
	Égalisation pendant 0,5 jour chaque 30 jours			
V_{feg} (égalisation)	2,55	2,55	-	-

suffisamment. Si ce rapport est plus serré, le régulateur commutera plus fréquemment et terminera la charge de la batterie plus rapidement (ce qui peut poser un problème de durée de vie de l'interrupteur lorsqu'il s'agit d'un relais).

Le choix des valeurs de régulation dépend du type d'application : pour un système « habité » et régulièrement contrôlé, on peut accepter des tensions légèrement plus élevées garantissant une charge complète si l'utilisateur peut compléter le niveau de l'électrolyte. Dans le cas de systèmes « inhabités » comme les applications automatiques (métrologie, télécommunications…) ou lorsque l'utilisateur n'a pas la compétence de contrôler son système, il vaut mieux s'en tenir aux valeurs du *tableau 4.4*.

La tension d'égalisation dépend de la technologie de la batterie et de l'alliage utilisé (plomb antimoine ou plomb calcium). Si des catalyseurs (recombinant l'oxygène et l'hydrogène en eau) sont montés sur une batterie ouverte, il faut éviter d'égaliser la batterie pour ne pas les endommager en les saturant.

Tensions de régulation et type d'application

Le choix des tensions de régulation dépend du type d'application, autonome flottante, autonome cyclée ou hybride.

Un système à batterie pratiquement toujours en pleine charge (répéteur télécom, téléphone de secours…), à grande autonomie (> 2 semaines) et à tension flottante nécessite des valeurs plus basses de régulation, avec une égalisation seulement mensuelle ou après un cycle complet de décharge.

Un système à batterie cyclée (ex. résidence principale ou secondaire) et autonomie inférieure à deux semaines doit utiliser un régulateur à tensions plus élevées et égalisation régulière pour éviter la stratification de l'électrolyte et la divergence des cellules.

Pour les applications hybrides où un autre producteur d'énergie comme par exemple un groupe diesel est connecté au système, les tensions de régulation peuvent être plus basses car le générateur auxiliaire pourra régulièrement charger complètement la batterie.

Dans les applications avec des besoins énergétiques importants durant le jour utilisant un régulateur tout ou rien, lorsqu'un consommateur utilise beaucoup de courant en même temps que la batterie atteint sa pleine charge à V_{fc}, le courant des panneaux est coupé et la tension de batterie chute alors brutalement : le système peut devenir instable avec des variations rapides de la tension, le courant des panneaux étant déclenché et réenclenché trop rapidement. Dans ce cas, il peut être avantageux d'abaisser V_{rc} pour limiter ce type d'oscillation. Mais il est certainement plus intéressant d'opter dans ce genre de systèmes pour un régulateur plus sophistiqué à tension constante.

Contrôle de la décharge

Les régulateurs solaires contrôlent non seulement la charge de la batterie mais ils s'intéressent également à l'état de la batterie lorsqu'on lui soutire du courant. Afin d'éviter une décharge profonde de la batterie qui est fortement nuisible pour sa durée de vie, on ajoute un circuit de délestage qui déconnecte les récepteurs lorsque la tension de la batterie est descendue au-dessous d'un seuil critique. Ce seuil sera choisi en fonction de plusieurs critères qui sont une durée de vie espérée, la température ambiante, et le niveau de courant. Si le seuil choisi est assez élevé, la batterie durera plus longtemps mais la capacité non utilisée de la batterie réduira sa capacité totale et pour une même autonomie, il faudra augmenter la quantité de batteries. Le seuil de délestage dépend également de l'âge de la batterie : en vieillissant, celle ci perd un peu de tension et si le seuil choisi est élevé, après quelques années, la capacité utile aura diminué, ce qui peut poser parfois des problèmes. Le régulateur idéal devrait également tenir compte de cet effet et abaisser les seuils en fonction des années. Il s'agira de trouver le meilleur compromis entre coût du système et durée de vie des batteries. Pour un système difficilement accessible, une

plus grande batterie aura un sens dans la mesure où les coûts de transport et ma d'œuvre pour son remplacement seront importants.

Types de systèmes à contrôler

Les systèmes pour *applications professionnelles* dans les télécoms ou la métrolo sont conçus pour fonctionner avec une haute fiabilité et en général dimension pour passer l'hiver (*cf.* § 5.1.4 et notre cas 7.1). L'été, la batterie reste en gén proche de la pleine charge et dès la fin de l'automne, une grande décharge co mence qui se terminera au printemps. Dans ce type de système, la batterie vieillira pas du nombre de cycles parcourus mais de corrosion interne, sulfata et perte d'électrolyte. Pour ces applications, le délestage ne sert pas à grand-cho le système étant toujours surdimensionné pour des raisons de fiabilité du serv

Dans les *systèmes domestiques* comme les résidences (*cf.* § 5.1.2), on ne demande la même fiabilité et une disponibilité absolue de l'énergie. Dans ce cas, le déles sera une mesure utile pour facilité la gestion et empêcher une décharge profo résultant d'un usage abusif de l'énergie à disposition.

Pour tout système, le délestage est utile pour protéger la batterie si le générat tombe en panne, si la connexion panneaux-régulateur est interrompue ou si régulateur de charge ne laisse plus passer de courant vers la batterie.

Paramètres de délestage

En pays froids, le premier paramètre dont il faut absolument tenir compte es gel possible de l'électrolyte au-dessous de – 7 °C. Le *tableau 4.5* donne les vale limites à ne pas dépasser en fonction de la température et de l'électrolyte util

Le deuxième paramètre est la durée de vie de la batterie. On peut en général fa une règle de trois pour prévoir le nombre de cycles possibles en fonction d' profondeur de décharge. Par exemple, une batterie solaire « standard » dont peut espérer 200 cycles à 90 % de décharge et température tempérée (20-25 devrait durer 300 cycles à 60 % de décharge, le paramètre (nombre de cyc × (profondeur de décharge) étant à peut près constant. Le choix de la profond de décharge dans ce cas est plutôt lié aux paramètres de coûts d'accès et d'écha de la batterie. Ceci est valable pour les pays tempérés, par contre dans un p chaud, la durée de vie de la batterie sera en général limitée par la corrosion inte fortement accélérée par la température plus élevée ; dans ce cas, on aura tenda à fortement cycler la batterie pour en extraire toute sa capacité dans le court de temps de durée de vie espérée.

Le troisième paramètre est le type de batterie utilisé. Il ne faudra pas dépass valeur maximale de décharge que le fabricant préconise. Les alliages de plomb construction fermée ou non, les additifs dans l'électrolyte influencent la ro tesse et la faculté de la batterie à retrouver sa pleine capacité après une déch profonde.

Tableau 4.5 – Décharge maximale en fonction de la température

Densité de l'électrolyte en fonction de l'état de charge (100 % / 0 %)							
E-Ch 0 %	1,10	1,12	1,15	1,10	1,12	1,10	1,12
E-Ch 100 %	1,30	1,30	1,30	1,25	1,25	1,20	1,20
Température (°C)	**Profondeur maximale de décharge admise (%)**						
– 5,0	100	100	100	100	100	100	100
– 7,5	100	100	100	100	100	100	100
– 10,0	93	100	100	91	100	87	100
– 12,5	87	96	100	82	95	73	92
– 15,0	81	90	100	74	86	61	77
– 17,5	75	83	100	67	77	50	63
– 20,0	70	78	93	60	69	40	50
– 22,5	65	73	87	54	62	31	38
– 25,0	61	68	81	48	55	22	27

Tensions de délestage

À partir des trois paramètres mentionnés ci-dessus et du type de système, on peut choisir une profondeur de décharge qui correspond à une tension de coupure du courant. Cependant cette tension n'est pas simple à déterminer car elle est influencée par le niveau du courant de décharge par rapport à la capacité, par la température ambiante et par l'état de la batterie (âge, sulfatation, corrosion). Le courant de décharge passant à travers la résistance interne de la batterie fait baisser la tension de sortie, donc plus ce courant est élevé, plus cette tension baisse sans que l'on puisse lier cet effet à l'état de charge réel de la batterie. Pour les systèmes solaires à grande autonomie, le courant est en général inférieur à C_{30}, dans ce cas on peut négliger la chute de tension interne et régler son régulateur sur une valeur de courant plus faible, ce qui améliorera la fiabilité. L'âge de la batterie influence fortement la tension de sortie en faisant augmenter la résistance interne : en réglant la tension de délestage d'un régulateur à 11,8 V, ce qui correspond théoriquement à environ 70 % de profondeur de décharge, on a mesuré à C_{10} pour une batterie standard neuve une capacité résiduelle de 40 % alors que pour la même batterie

après vieillissement, la capacité résiduelle à 11,8 V était encore de 70 %, il ne res alors que 30 % de capacité utile pour l'usager.

Il faut encore tenir compte du type de récepteur : les appareils utilisant des mote sont inductifs, ce qui augmente considérablement leur courant au démarra Pour éviter un délestage dû à un courant de démarrage de moteur, il faut temp riser la coupure et ne réagir qu'après plusieurs secondes à une tension au-desso du seuil choisi. En règle générale, la prudence recommande de choisir une te sion de délestage à faible courant de décharge et 25 °C de température ambian ce qui augmente la fiabilité à faible température, la coupure intervenant plus tô Le *tableau 4.6* donne quelques valeurs de tension de délestage (V_{dl}) en foncti de la profondeur de décharge : ces valeurs sont approximatives et correspond à une batterie neuve à 25 °C.

Tableau 4.6 – Tensions de délestage recommandées

Profondeur de décharge (%)	Courant de décharge		
	C/100	C/20	C/10
10	2,14	2,11	2,08
20	2,12	2,09	2,07
30	2,10	2,07	2,05
40	2,08	2,05	2,04
50	2,05	2,03	2,01
60	2,02	2,00	1,99
70	2,00	1,98	1,96
80	1,96	1,95	1,93
90	1,92	1,91	1,89
100	1,80	1,80	1,80

Tensions de réenclenchement

Lorsque le régulateur est en délestage, la batterie a le temps de récupérer une c taine capacité et pour le bien du système, il faudrait attendre si possible que la b terie retrouve une charge complète avant de réenclencher un consommateur. S consommateur qui a provoqué le délestage est reconnecté rapidement, il est p

bable que la coupure interviendra de nouveau assez rapidement, ce qui fera osciller le système à un niveau de charge faible et maintiendra la batterie dans un état peu favorable accélérant la sulfatation. Il est recommandé de ne permettre une décharge que si la batterie a été chargée pendant plusieurs heures et qu'elle a récupéré un état sûr.

Le *tableau 4.7* indique les valeurs à appliquer en fonction du niveau de courant et de la capacité désirée pour la tension de réenclenchement (V_{rl}). Pour simplifier on peut choisir un courant de charge faible et s'il est plus élevé, ce qui augmentera la tension plus rapidement, et estimer qu'il pourra supporter une connexion plus rapide des consommateurs tout en continuant la charge. Pour plus de fiabilité, il est recommandé d'appliquer à ces valeurs la même compensation thermique que celle utilisée pour la charge de la batterie (– 5 mV/°C et par cellule).

Tableau 4.7 – Tensions de réenclenchement après délestage

État de charge	Profondeur de décharge	Courant de charge			
		C_{10}	C_{20}	C_{50}	C_{100}
0	**100**	2,08	2,05	2,01	1,99
10	**90**	2,09	2,07	2,03	2,02
20	**80**	2,12	2,1	2,07	2,06
30	**70**	2,15	2,13	2,1	2,09
40	**60**	2,19	2,17	2,14	2,13
50	**50**	2,23	2,21	2,17	2,16
60	**40**	2,27	2,25	2,21	2,2
70	**30**	2,34	2,32	2,27	2,26
80	**20**	2,43	2,43	2,34	2,32
90	**10**	2,61	2,6	2,47	2,46

4.3.2 Technologies des régulateurs

Au début de l'usage du photovoltaïque, deux grandes familles de régulateurs étaient utilisées : les modèles « shunt » et les modèles « série ». Avec l'utilisation de plus en plus courante des microprocesseurs, de nouvelles techniques apparaissent et chaque

fabricant avance des arguments commerciaux qui sont en général très diffici contrôler, le test des batteries étant réservé aux laboratoires très spécialisés.

Régulateur shunt « tout ou rien »

C'est le modèle le plus répandu car simple à fabriquer. Le courant du pann solaire est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque cell atteint sa pleine charge. Le principe du circuit est un simple aiguillage : tou courant du panneau passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de c pure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il faut donc impérati ment ajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-c cuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du cour nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau. Les modèles les p sophistiqués utilisent une diode de blocage de type Schottky avec une chute tension de l'ordre de 0,5 V, environ deux fois plus faible que pour une diode cium ordinaire. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, parfois transistor bipolaire ou encore un relais. Un MOSFET à faible résistance de pass (Rds on) est plus intéressant qu'un bipolaire car dissipant moins d'énergie. Un re présente une résistance de passage très faible (souvent inférieure au MOSFE mais il devra être temporisé pour ne pas atteindre rapidement sa durée de vie commutation, ce qui pose des problèmes si le courant de charge pour une capa de batterie donnée est relativement important ; dans ce cas, la fin de charge difficile à atteindre. Les désavantages des régulateurs shunt sont :

– l'interrupteur voit à ses bornes la tension totale du panneau, ce qui peut p des problèmes de protection contre les surtensions ;
– la dissipation thermique de l'interrupteur peut être élevée à grand courant
– d'autre part en court-circuitant le panneau lorsque la batterie est pleine, le ris de hot-spot augmente, la tension inverse répercutée sur la cellule ombrée é plus élevée (*cf.* § 4.1.2).

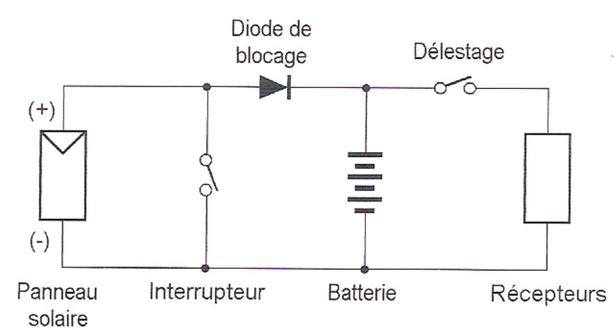


Figure 4.19 – Principe du régulateur shunt

Le *tableau 4.8* page 123 résume les avantages et inconvénients de chaque technologie de régulation.

Régulateur shunt linéaire

Ce type de régulateur maintient une tension constante aux bornes de la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. L'avantage est que la charge totale de la batterie est garantie, le désavantage est que la puissance non utilisée du panneau en fin de charge doit être dissipée par le transistor en parallèle, ce qui limite ce type de régulation aux petits courants. Pour de petits systèmes, parfois une simple diode Zener est connectée en parallèle avec la batterie. Dans ce cas la diode de blocage n'est pas nécessaire même si elle est recommandée en pays tempérés ou froids (*cf.* § 4.1.4).

Régulateur série « tout ou rien »/linéaire

Ce régulateur devient de plus en plus répandu et devrait à terme supplanter le régulateur shunt. L'interrupteur de charge est ici en série avec la batterie et il s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte. Les mêmes interrupteurs peuvent être utilisés que pour les shunts avec cependant une différence pour le relais : celui-ci peut être commutant et laisser passer le courant vers un autre récepteur lorsque la batterie est chargée. Cette propriété est parfois utilisée dans des systèmes où la totalité de la puissance solaire veut être récupérée. Le récepteur auxiliaire est souvent de la ventilation, du pompage ou encore du chauffage en pays froids.

Dans le modèle linéaire, on ajoute une source de courant en parallèle avec l'interrupteur pour réaliser l'égalisation de la batterie par flottement ; cette source sera par exemple un transistor contrôlé ou une simple résistance en série avec une diode. La diode de blocage recommandée en pays tempérés peut faire partie ou non du régulateur ; parfois elle est montée directement sur chaque série de panneaux. Le désavantage par rapport au type shunt est que l'interrupteur selon sa résistance de

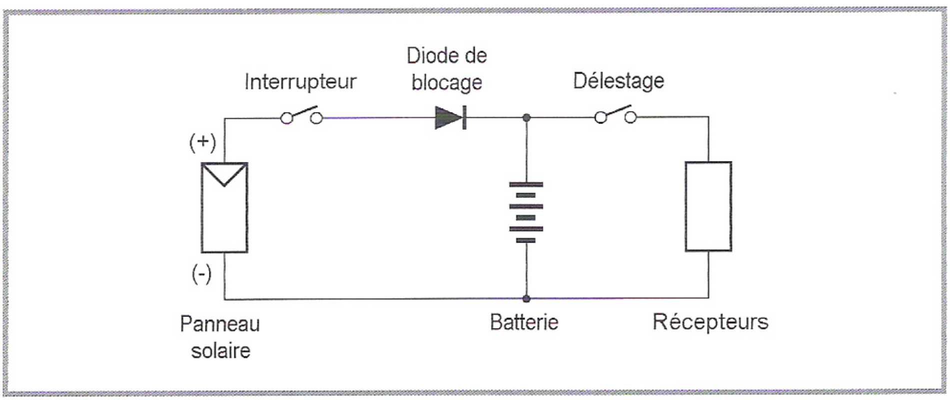


Figure 4.20 – Principe d'un régulateur série

passage ajoute une chute de tension supplémentaire entre les panneaux et la batt
Les avantages sont :

– une tension aux bornes de l'interrupteur plus faible (réduite de la tensio batterie) ;
– un risque moins élevé de hot-spot (tension inverse répercutée réduite d' tension de batterie), *cf. figure 4.4*.

Régulateur PWM

Ce type de régulateur essaie de rassembler les avantages des deux techniques p cédentes en utilisant un interrupteur actif modulé par impulsions de larg variables (PWM *Pulse Width Modulation*). Les avantages sont que l'on p maintenir une tension constante aux bornes de la batterie pour termine charge tout en dissipant dans le transistor (en général un MOSFET) uniquem les pertes de commutation et les pertes dues à la résistance de passage. Les d techniques shunt ou série peuvent être utilisées dans ce cas mais la majorité d fabricants utilise la technique série. La recharge de la batterie étant un proce chimique relativement lent, cette technique doit être utilisée à fréquence a basse, au maximum quelques centaines de hertz pour que la charge fonctio sinon le courant risque de s'écouler en parallèle avec la batterie par effet de p

Régulateur MPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale (MPT *Max P Tracking*). Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, q que soient la température et l'ensoleillement. En général, ces régulateurs f tionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit aj la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter au typ batterie. L'avantage de ce type de régulateur est qu'il permet de travailler dans grande plage de température et ainsi récupérer l'excès non négligeable de te en hiver lorsque le point de puissance maximale peut monter au-dessus de 18 V dans un système 12 V.

Cette technique est réservée aux systèmes de plusieurs centaines de watts p que le gain d'énergie compense le coût plus élevé du régulateur. D'autre p avant de choisir un tel équipement, il faut bien connaître les pertes associé MPPT et à la conversion DC/DC pour être sûr que l'investissement est rent

4.3.3 Accessoires et particularités des régulateurs

Les nombreux fabricants de régulateurs offrent souvent des suppléments à la s fonction de réguler la batterie. Ces accessoires ou spécialités sont parfois très u

Tableau 4.8 – Avantages et désavantages des différentes technologies de régulateur

Type de régulateur	Méthode de charge	Avantages	Désavantages
Shunt-interrupteur	On/Off	– faible résistance de passage entre le panneau et la batterie – simple, fiable si bien dimensionné	– dissipation de l'interrupteur au I_{cc} du panneau – diode de blocage indispensable – tension de hot spot + élevée – fin de charge difficile à atteindre – tension + élevée sur l'interrupteur en cas de surtension
Shunt-linéaire	Tension constante	– fin de charge optimale – faible résistance de passage entre les panneaux et la batterie	– dissipation thermique importante – diode de blocage indispensable – tension de hot spot + élevée
Série-interrupteur	On/Off	– dissipation de l'interrupteur à $I_{max} < I_{cc}$ – simple et fiable – surtension sur l'interrupteur réduite d'une tension de batterie	– fin de charge difficile à atteindre
Série-linéaire	Tension constante	– fin de charge optimale – surtension sur l'interrupteur réduite d'une tension de batterie	– dissipation thermique importante – tension de passage + élevée
Série-PWM	Tension constante	– fin de charge optimale – dissipation thermique réduite	– tension de passage + élevée – électronique + complexe – génère des parasites possibles sur des équipements sensibles proches
MPPT	Tension constante	– rendement élevé à toute température	– coût – génère des parasites possibles sur des équipements sensibles proches

et particulièrement indiqués de cas en cas selon les types de système solaire et de récepteurs. Nous citerons ci-dessous en trois catégories les accessoires selon leur degré d'utilité entre minimum, recommandé et parfois utile.

Accessoires minima

Indicateurs d'état de batterie

Il faut indiquer au moins si la batterie est dans un état « normal », c'est-à-dire entre pleine charge et délestage (souvent non signalé, les indicateurs étant réservés aux extrêmes), si la batterie est pleine ou si le délestage est actionné. Ces trois états sont en général signalés par des Led de couleurs verte pour la pleine charge, rouge pour le délestage et parfois jaune pour indiquer la charge par le panneau. Les modèles plus sophistiqués offrent des volts/ampère mètres analogiques ou digitaux et indiquent si le régulateur est en phase d'égalisation ou de « boost » charge.

Compensation thermique

C'est un accessoire très important pour garantir une durée de vie élevée de la ba terie pour tous les systèmes à grande excursion de température. Pour des pays température moyenne stable (± 5 °C) on peut s'en passer mais il faudra s'assur que le régulateur est ajusté à la température ambiante locale.

Délestage temporisé

Cette temporisation est indispensable pour permettre le démarrage de récepte inductifs. L'action du délestage ne devra intervenir que si la tension de la batte reste depuis plusieurs secondes au-dessous du seuil de coupure. Les régulate évolués ajusteront encore la tension de coupure en fonction du niveau du coura consommé pour tenir compte de la chute de tension due à la résistance interne d la batterie (*tableau 4.6*).

Accessoires recommandés

Seuils de coupures ajustables

Cette fonction est utile si le système est mis en service par un spécialiste habili régler les seuils en fonction des recommandations du fabricant de batterie et d caractéristiques prévues de décharge. Les seuils doivent pouvoir être ajustés par d petits interrupteurs (dip-switch), des potentiomètres calibrés ou par un réglage a contrôle sur panneau LCD (régulateurs à microprocesseurs).

Mesure séparée de la tension de batterie

Cette caractéristique est intéressante pour les systèmes travaillant à courants éle Lorsque la chute de tension régulateur-batterie peut dépasser quelques centaines d millivolts, la mesure séparée de la tension permet d'éviter des oscillations d délestage ou une charge insuffisante de la batterie, la tension réelle de celle-ci éta toujours inférieure à la tension mesurée aux bornes « courant » du régulateur. M si cette fonction est disponible, il faut tout de même dimensionner les câb « courant » avec une section suffisante pour ne pas perdre trop d'énergie thermiq pour le transport du courant.

Contrôle des récepteurs

Nous indiquons par ce titre une équivalence du terme anglais *load managem* c'est-à-dire la possibilité de donner des priorités à certains besoins d'énergie. P exemple pour l'alimentation d'un dispensaire médical, la priorité 1 sera donn au maintien du réfrigérateur à vaccins alors que l'éclairage sera considéré com moins important. Ce type de choix devrait pouvoir être fait soit pour des beso prioritaires comme indiqué ci-dessus ou pour d'autres considérations qui p exemple sont de tenir compte de l'état de charge de la batterie avant de déma certains consommateurs (par exemple ventilation non indispensable) ou en fo

tion de l'heure pour par exemple enclencher du pompage lorsque la batterie est chargée et qu'il est 1 heure de l'après-midi.

Accessoires parfois utiles

Data logging et accès modem

La fonction d'accès téléphonique est réservée aux grands systèmes qui seront contrôlés à distance. La seule fonction de mémorisation de données permet par exemple en cas de panne de retrouver quelques courbes et évolutions du système pour mieux comprendre la cause du problème et y remédier. Ceci est très utile lorsqu'il faut prouver que les utilisateurs consomment plus que la production solaire et que le système n'a « rien à se reprocher ».

4.3.4 Critères de choix des régulateurs

Nous listons ci-dessous les paramètres essentiels déterminant le choix d'un régulateur en fonction de son utilisation et de son environnement. Le *tableau 4.9* page 127 résume ces critères de choix.

Dimensionnement

Le premier paramètre à considérer est la puissance du régulateur, ou le courant maximal qu'il peut contrôler pour une tension nominale donnée. Ce courant devra tenir compte de conditions d'ensoleillement particulières qui peuvent générer des rayonnements solaires instantanés supérieurs à 1 kW/m^2 :

- la valeur de l'albédo peut être assez élevée, en altitude avec de la neige ou en présence de réflecteurs ;
- par effet de concentration lorsque le soleil pointe au milieu de cumulus brillants, le rayonnement instantané peut augmenter considérablement (on a mesuré 1 350 W/m^2 au printemps en Europe).

Une valeur sûre pour le choix du courant du régulateur est 1,5 fois le courant de court-circuit (I_{cc}) pour un régulateur shunt et 1,5 fois le courant nominal (I_m) pour un régulateur série.

Pour la tension, le régulateur devra pouvoir supporter environ le double de sa tension nominale, valeur proche de la tension ouverte du panneau (U_{co}) à basse température.

Consommation

Le courant de repos des régulateurs varie typiquement entre 1 et 25 mA. Il est intéressant de connaître la valeur de ce courant pour calculer les pertes que cela représente sur une année par exemple. À une latitude de 46° en Europe, on peut collecter environ 1 000 kWh/m^2 annuellement. Avec un petit régulateur consommant 2 mA, le courant de repos continuel représente une perte annuelle de 17,5 Ah.

Si ce régulateur est utilisé pour un petit système utilisant un panneau de 10 W générant en moyenne 0,6 A, soit 600 Ah par année, la perte du régulateur repr sente 3 % de l'énergie produite. Les pertes au repos ne devraient pas dépas quelques pour-cent de la puissance produite.

Les autres pertes du régulateur proviennent de la résistance de passage de l'inte rupteur (régulateur série) et de la diode de blocage. On choisira plutôt un régul teur à diode Schottky et parfois un régulateur shunt pour de petits systèmes.

Précision des seuils

Les seuils de coupure et de délestage du régulateur devraient rester stables à ± 2 % de leur valeur nominale durant la vie du système. Il faut également veiller à ce qu la chute de tension régulateur-batterie reste négligeable pour la précision des seu dans un montage à deux conducteurs, sinon utiliser un régulateur ayant un mesure séparée de la tension (4 conducteurs).

Protections

Tous les conducteurs arrivant au régulateur devraient être protégés contre les su charges transitoires par des composants adéquats (diodes Zener, éléments pa foudre...). Pour des systèmes installés dans des lieux exposés, en montagne pa exemple, il est recommandé de monter des éléments parasurtension sur chaq conducteur avant que ceux-ci n'entrent dans une construction (*cf.* § 4.5.1). Utili si possible des éléments avec indicateurs de fonctionnement : certains composa parafoudre[1] sont équipés d'une fenêtre passant du vert au rouge lorsqu'ils o perdu leur puissance nominale après un choc électrique.

La protection contre des inversions de polarité est également indispensable.

En cas d'absence de la batterie, un régulateur shunt doit pouvoir dissiper la pu sance des panneaux : ceci représente une cause de panne fréquente si le circuit n pas été soigneusement conçu, le système oscillant autour de la tension nomina avec un transistor souvent mal alimenté (tension de grille insuffisante) et dissipa trop. Ce problème n'existe pas pour les régulateurs séries, par contre sans la batte ceux-ci peuvent fournir aux consommateurs la tension ouverte des panneaux.

Un contrôleur évolué doit incorporer une protection thermique contre les su températures et déconnecter la liaison aux consommateurs si la batterie n'est p branchée.

En pays froids et tempérés, une diode de blocage est recommandée (type Scho si possible). Pour les pays chauds, on peut évaluer les gain et perte de ce compo en fonction du courant de nuit des panneaux choisis.

1. www.dehn.de

Facilités de montage

Les bornes de connexion doivent être facilement accessibles et permettre le câblage avec des sections suffisantes. Ce critère n'est en général pas respecté par les régulateurs bon marché, ce qui oblige à ajouter des borniers intermédiaires et renchérit le coût final du régulateur. La fixation contre une paroi doit faciliter une ventilation correcte des dissipateurs du régulateur.

Garantie et certification

Les régulateurs sont garantis en général pour une année ou plus selon les fabricants. La présence d'un service après-vente compétent local est également un critère de choix. Pour la certification, on peut citer les Directives ERD (Électrification Rurale Décentralisée) d'EDF. Bien qu'un peu ardues, elles comportent des informations intéressantes. La spécification C7 concerne les régulateurs[1].

Tableau 4.9 – Critères de choix des régulateurs

Type de contrôleur	Tout ou rien/Tension constante – Shunt/Série
Procédure de charge	Linéaire/PWM
Température ambiante	°C
Tension nominale	V
Courant nominal (× 1,5)	A
Compensation thermique	Sonde interne/externe
Pertes au repos	En % de la puissance solaire
Diode de blocage	Schottky/bipolaire
Tension de coupure	V_{fc}
Tension de recharge	V_{rc}
Tension de délestage	V_{dl}
Tension de réenclenchement	V_{rl}
Tension de charge forcée	V_{fbo}
Tension d'égalisation	V_{feg}

1. Directives générales pour l'utilisation des EnR dans l'Électrification Rurale Décentralisée (Directives ERD) (Juin 1997).

Tableau 4.9 (suite) – Critères de choix des régulateurs

Seuils ajustables	$V \pm x$ mV
Types d'interrupteurs	Relais/semi-conducteurs
Contrôle des récepteurs	Priorités, horloge…
Protections	Surcharges/polarité
Facilités de montage	Section, type de bornes
Environnement	Boîtier, matière
Réputation du fabricant, service après-vente	
Dimensions, poids	
Coût et garantie	

4.4 Les convertisseurs

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fou- nie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionna soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Aujourd'hu la grande majorité des convertisseurs est électronique mais on peut encore trouv des génératrices fournissant du 230 VAC entraînées par des moteurs à coura continu. Nous décrirons ci-dessous le schéma type des convertisseurs DC/DC utiles pour alimenter de petits récepteurs ou chargeurs depuis une batterie et no décrirons les onduleurs DC/AC autonomes. Nous n'évoquerons pas les conve tisseurs directement couplés aux panneaux solaires comme certains onduleu pour pompes immergées car ce sont des éléments indissociables de leur récepte En revanche, au § 4.4.3, nous décrirons brièvement les onduleurs liés au rése qui deviennent des composants très répandus sur nos réseaux.

4.4.1 Les convertisseurs DC/DC

Ce type de composant est utilisé pour transformer la tension des batteries en u tension DC différente pour alimenter un appareil spécial comme par exemple u chargeur pour téléphone portable, une radio, un ordinateur portable…

On décrit ci-dessous uniquement les convertisseurs actifs qui offrent un bon re dement, les convertisseurs passifs qui permettent d'alimenter un récepteur à p basse tension que nominal en dissipant la différence ne sont pas décrits. De types sont possibles : les convertisseurs « vers le haut » pour augmenter la tensi et les convertisseurs « vers le bas » pour abaisser la tension.

Convertisseur vers le haut

Le besoin typique pour un tel appareil est l'alimentation depuis 12 V d'un ordinateur portable qui demande souvent une tension exotique comme par exemple 19 V. La *figure 4.21* présente les composants typiques d'un convertisseur vers le haut. Il existe également des convertisseurs générant une tension de 300 VDC pour alimenter des récepteurs à tension nominale de 230 VAC qui sont équipés d'une alimentation à découpage du primaire comme par exemple les lampes économiques, les téléviseurs modernes, les ordinateurs et périphériques informatiques : l'intérêt de produire du courant continu pour ce type d'appareil est que l'on ne déforme pas l'onde produite et que sans passer par 50 Hz, on génère moins d'harmoniques. Ce type de convertisseur existe sous forme très compacte (*cf. photo 4.3*) avec de bonnes performances : un modèle 18 W alimente depuis 12 V une lampe fluorescente compacte de 15 W avec un rendement de 92 %. Un autre avantage est que l'on peut si nécessaire faire fonctionner plusieurs convertisseurs en parallèle pour alimenter un plus gros récepteur.

- *Principe de fonctionnement*

Lorsque l'interrupteur est fermé, l'inductance stocke le courant provenant de la batterie ; lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'interruption de courant dans l'inductance provoque une surtension qui est dérivée dans le condensateur et le récepteur ; la diode empêche tout retour de courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie et l'interrupteur est commandé par une électronique de contrôle qui mesure en permanence la tension et le courant de sortie pour ajuster la fréquence et la largeur de commande de l'interrupteur et limiter le courant à une valeur sûre pour les composants. Il existe des circuits intégrés comprenant pratiquement tous ces composants à l'exception de l'inductance, du condensateur et du transistor interrupteur si le courant dépasse plusieurs ampères. Le rendement typique dépasse en général 70 % et peut atteindre 85 à 90 % pour les meilleurs convertisseurs.

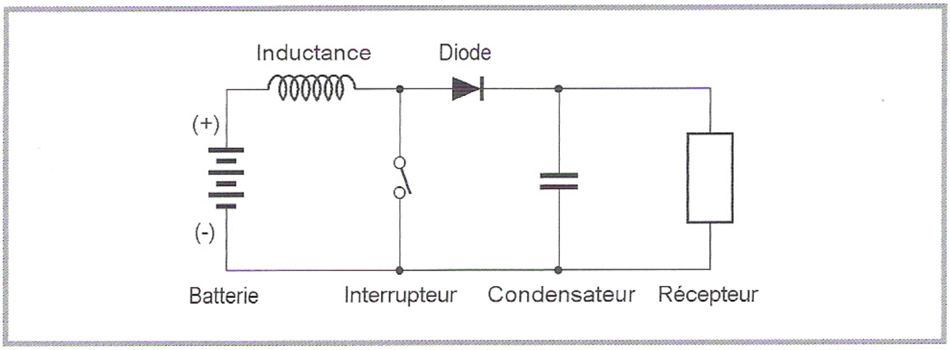


Figure 4.21 – Exemple de convertisseur DC/DC vers le haut

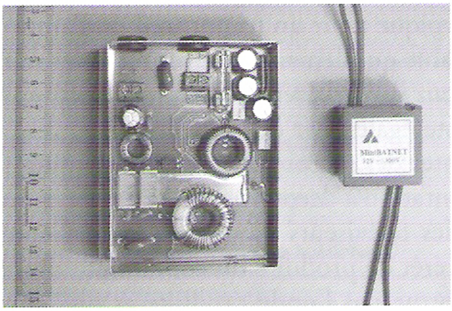


Photo 4.3 – À droite : convertisseur DC/DC 18 W – 12 V/300 V, et à gauche : convertisseur DC/DC 60 W – 12 V/300 V

Convertisseur vers le bas

Le deuxième type de convertisseur sert à produire une tension plus basse que c des batteries et s'applique principalement à la recharge d'accumulateurs NiM à l'alimentation de radios et autres petits appareils.

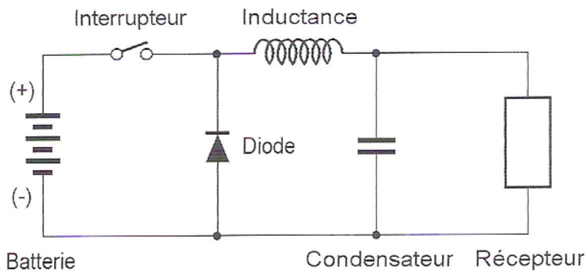


Figure 4.22 – Convertisseur typique DC/DC vers le bas

- *Principe de fonctionnement*

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant circule de la batterie vers le récept à travers l'inductance et lorsque l'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes l'inductance s'inverse, ce qui fait conduire la diode qui protège l'interrupt L'électronique de contrôle commande la fréquence et la durée de fonctionnem de l'interrupteur en fonction de la tension désirée et du courant maximal poss Le rendement typique est ici légèrement supérieur au modèle précédent et est général de 80 à 90 % pour les appareils modernes.

Ces deux types de convertisseurs travaillent entre 50 et quelques centaines de kilohertz, ce qui peut provoquer quelques parasites dans le cas de l'alimentation d'une radio AM (fréquente en Afrique).

4.4.2 Les onduleurs DC/AC

Pour des systèmes à grand nombre de points lumineux ou lorsque les câblages deviennent importants, il peut être intéressant de travailler en 230 VAC, ce qui permet d'utiliser les appareils usuels du marché avec un choix beaucoup plus vaste. Les lampes compactes électroniques 230 VAC à tube fluorescent sont disponibles dans une très grande variété de forme et de puissance à des prix plus avantageux que les lampes en DC et certains réfrigérateurs en 230 VAC ont une consommation proche des meilleurs appareils en DC à un prix bien inférieur. Pour toutes ces raisons, dès que le nombre d'appareils est important, il est en général plus avantageux d'ajouter un bon onduleur, l'économie sur le prix des récepteurs pouvant compenser l'investissement de l'onduleur.

Il faut cependant se méfier des déformations de l'onde sinusoïdale par les récepteurs à alimentation à découpage qui transforment le signal fourni en une onde de plus en plus carrée : pour un système qui doit alimenter beaucoup de lampes et un appareil à moteur (par ex. réfrigérateur), le signal sera peut-être trop carré pour pouvoir démarrer convenablement le moteur. Nous avons mesuré sur un petit onduleur sinus 12 VDC/230 VAC – 150 W une distorsion à vide de 5 % et lorsqu'il est chargé par trois lampes économiques de 15 W une distorsion harmonique de 13 % (*figure 4.23*).

Les alimentations à commutation perturbent même le signal du courant secteur européen : nous avons mesuré une distorsion harmonique de plus de 3 % (*figure 4.24*) et la distorsion déformant et rabotant la crête du signal est clairement visible à l'oscilloscope.

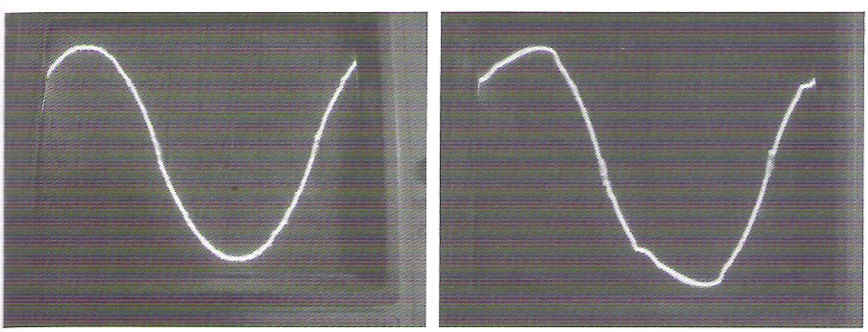


Figure 4.23 – Onde de 230 V/50 Hz fournie par un onduleur à vide (gauche) et chargé par trois lampes fluorescentes compactes correspondant au 1/3 de sa puissance (droite)

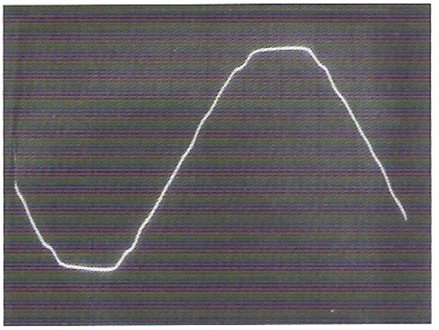


Figure 4.24 – Onde de 230 V/50 Hz fournie par le secteur (distorsion harmonique 3,5 %

Pour le calcul du dimensionnement des systèmes incorporant des convertisseur il faudra tenir compte des pertes de l'onduleur en attente (stand-by) et de so rendement.

Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseur po générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pert alimentant un transformateur. À la sortie du transformateur, un filtre éventu coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. La technique est lar gement répandue et le coût de tels appareils a tendance à baisser. On trouve pa exemple des appareils sinusoïdaux performants générant 150 W depuis 12 V po environ 200 €.

Historiquement, les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisa soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra fai fonctionner, ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quel onde. On lira à ce propos avec intérêt la publication[1] de la tâche 3 du group PVPS de l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) qui recense toute une sér de pannes et dysfonctionnements apparaissant dans les systèmes photovoltaïqu autonomes et qui souvent proviennent d'une mauvaise connaissance du fon tionnement des onduleurs.

1. X. Vallvé, G. Gafas : *Problems related to appliances in stand-alone PV power systems*, dispon sur le site : http://www.task3.pvps.iea.org

Critères de choix

Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 VAC. Utile dans certaines utilisations si l'on alimente des appareils électroniques délicats, hi-fi... L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement (par exemple les pompes). Ce critère est important et s'il n'est pas respecté, il peut être la source de nombreux problèmes.

Distorsion harmonique

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (hi-fi) ou elle perturbe le fonctionnement de la charge (moteurs). Les onduleurs non sinusoïdaux perturbent non seulement l'environnement électromagnétique mais les harmoniques sont également une perte d'énergie dans le cas de l'alimentation de moteurs par exemple. Le critère suivant (rendement) sera donc fortement influencé par la production d'harmoniques pour certains récepteurs.

Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 VAC.

On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur : les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale. Dans un système à récepteurs de puissances très variables (habitat isolé par exemple), l'onduleur doit fonctionner souvent à charge très partielle lorsqu'il n'alimente que de l'éclairage ou d'autres petits appareils et dans ce cas, le rendement à petite puissance est très important. Des fabricants proposent des appareils incorporant deux onduleurs[1] pour remédier à ce problème : leurs appareils fonctionnent par exemple entre 0 et 100 W sur un petit circuit et commutent automatiquement sur un circuit plus puissant lorsque la demande dépasse les besoins du premier circuit.

Consommation en mode d'attente (stand-by)

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas l'énergie utilisée par

1. Onduleur Twinpower : http://www.studer-inno.com

la consommation à vide est plus importante que celle utilisée par les récepteurs. Un onduleur performant de 500 W/12 V consomme par exemple 0,4 A (environ 5 W) en attente, ce qui fait 9,6 Ah/j ou 115 Wh/j. Il faudrait si possible déconnecter l'onduleur entre deux utilisations. Pour économiser l'énergie, les appareils modernes utilisent des techniques de détection d'utilisateur pour démarrer toute la puissance dès qu'un récepteur est branché sur le réseau. L'onduleur par exemple fonctionne périodiquement pendant une très courte période et sa consommation est mesurée : si celle-ci dépasse le niveau « stand-by », alors l'appareil reste enclenché et délivre du 230 VAC. Lorsque le récepteur est déconnecté, la consommation redescend et l'appareil le détecte et retourne en mode « attente de demande ».

Différents types d'onduleurs autonomes

Onduleur à onde sinusoïdale – Chargeur

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et la synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique digitale à relativement haute fréquence (30 à 100 kHz). Sur les appareils les moins chers, il n'y a pas de filtre à la sortie et le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber le récepteur. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF. Pour alimenter une habitation autonome, le système choisi est souvent hybride et incorpore une génératrice diesel auxiliaire qui suppléera aux manques de soleil et variations de saison. Dans ce cas, il est plus intéressant d'utiliser un onduleur/chargeur qui fonctionne en chargeur de batterie lorsque la génératrice tourne. Il n'est pas recommandé d'utiliser un chargeur traditionnel de type « automobile » pour recharger les batteries avec un génératrice, celle-ci produisant souvent une onde trop carrée (sinus déformé) pour arriver à charger complètement et le chargeur produit souvent seulement la moitié ou le tiers de son courant nominal. Un onduleur réversible de 1 500 W fournit en général 40 A à 24 V, ce qui est beaucoup plus qu'un gros chargeur traditionnel et permet de recharger beaucoup plus vite les batteries. D'autre part une génératrice utilisée pour recharger une batterie avec un petit chargeur est très mal utilisée et a un rendement catastrophique, ce qui augmente encore ses nuisances. Si l'onduleur n'est pas réversible, on peut ajouter un chargeur électronique qui tolère une grande variation de tension d'entrée.

Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple et la plus ancienne pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas

alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée. Actuellement, le choix d'utiliser un onduleur à onde carrée ne se justifie que si le récepteur fonctionne parfaitement avec cette onde. Les prix des onduleurs plus performants ayant beaucoup baissé, on choisira très rarement ce type d'appareil.

Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

C'était il y a quelques années les appareils les plus performants en terme de rendement mais ils ont été rattrapés par les modèles sinusoïdaux modernes. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré pur. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie. Cette impulsion de largeur variable permet également de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation : dès qu'un appareil est branché, le circuit détecte l'augmentation de consommation et fait fonctionner l'onduleur à 230 VAC.

Onduleurs pour systèmes autonomes, résumé des critères de choix

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer que :

- une solution en courant continu souvent plus économe en énergie n'existe pas ;
- la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire ;
- l'onduleur peut démarrer le récepteur (seul un essai est vraiment relevant !) ;
- son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge ;
- la charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde) ;
- les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge ;
- l'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe ;
- l'onduleur coupe les utilisations en cas de basse tension DC (protection de la batterie).

4.4.3 Onduleurs pour couplage au réseau

Tous les onduleurs couplés au réseau incorporent une mesure du point de fonctionnement maximal des panneaux (MPPT *Max Power Point Tracker*, *cf.* § 4.3.2) et quelques caractéristiques communes comme une déconnexion automatique en cas d'absence de réseau, une production minimale d'harmoniques et une précision élevée de la fréquence.

Concepts d'onduleurs réseau

Onduleur module

Les modèles les plus petits (100-200 W) se fixent derrière le panneau solaire produit alors directement du 230 VAC. Ses avantages sont un câblage réduit quement en alternatif, une liaison simplifiée à l'immeuble et une moins gra sensibilité aux ombrages, une ombre n'affectant en général pas tous les panne d'un système.

Onduleur chaîne

Branché sur chaque chaîne de panneaux solaires, sorte d'onduleur module puissant, ce type est intéressant car il permet d'économiser sur le câblage et protections DC. Son concept est proche du précédent avec l'avantage de trava à plus grandes puissance et tension pour un meilleur rendement.

Onduleur central

Les modèles de taille intermédiaire (1 à 5 kW) sont en général monophasé et tinés aux villas et petits bâtiments. Les modèles type « centrale solaire » sont général triphasés pour des puissances pouvant dépasser plusieurs centaines de watts. Les avantages sont une séparation claire des parties DC et AC et une tenance simplifiée, les désavantages sont une plus grande complexité du câblag une sensibilité accrue aux ombrages.

Technologie

Les onduleurs couplés au réseau utilisent deux techniques de génération du alternatif : soit la sinusoïde est produite par l'appareil qui utilise le passage par du réseau pour se synchroniser, soit le réseau est utilisé comme source de signa de synchronisation.

La plupart des onduleurs utilisent un transformateur pour assurer une sépara galvanique avec le réseau, ce qui permet d'isoler les panneaux du réseau ; d'au onduleurs renoncent à la séparation galvanique pour améliorer le rende (~ + 2 %) et abaisser le coût. Pour ces derniers, le câblage des panneaux doit spécialement soigné pour éviter tout problème de liaison directe au réseau.

Chaque onduleur utilise pour son fonctionnement une certaine quantité d'éne Celle-ci peut être soit apportée par le générateur (avantage : ne consomme pa nuit, inconvénient : pas de système de mesure continue possible), soit par le ré (avantage : régularité et stabilité de l'alimentation, inconvénient : consomma continue).

Ces pertes continues de l'onduleur influencent le rendement annuel du systè

Les onduleurs sont en général équipés d'appareil de mesure des valeurs essenti Ils offrent également souvent une interface permettant la collection de ces val par data-logger ou ordinateur.

Pour la sécurité du système, il faut distinguer les prescriptions relatives des réseaux locaux et celles relatives à l'onduleur. Les prescriptions des compagnies d'électricité exigent en général une surveillance de la tension et de la fréquence produites et une coupure très rapide en cas d'absence du réseau. La limitation de puissance à 3,5 kW par phase pour les installations simplifiées dans certains pays implique une limitation du courant produit. L'onduleur qui sature à cette puissance utilise son MPT commandé par microprocesseur pour faire varier le point de puissance maximale du générateur en direction de la tension ouverte et ainsi limiter la puissance à l'entrée au lieu de la dissiper thermiquement. Des études ont montré que la puissance de l'onduleur pouvait être bien inférieure (20-30 %) à celle des panneaux solaires, la puissance maximale des panneaux n'étant pratiquement jamais atteinte (température, irradiance variable), pour produire un courant le plus compétitif possible.

La courbe de rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance produite est le paramètre principal à connaître. Le rendement pondéré européen se calcule en fonction des données moyennes d'ensoleillement et du rendement à charge partielle de l'onduleur. Les valeurs actuelles de la technique sont > 93 % pour les appareils sans transformateurs et 91 % pour les appareils avec transformateur. Cependant, une autre valeur est importante, c'est le rendement dynamique de l'onduleur qui lui dépend du rendement du MPPT. Ce rendement est difficile à mesurer et peut apparaître lors de mesures suivies. Un bon rendement statique peut être inutile si le rendement dynamique est mauvais.

4.5 Autres composants

On décrit dans ce chapitre les derniers éléments indispensables au bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome tels que les protections contre la foudre, les disjoncteurs et fusibles et les composants de mesure permettant le suivi de l'installation.

4.5.1 Protections contre la foudre

Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Le nombre de pannes recensées augmente avec l'altitude et dès 1 000 m, il est fortement recommandé de prévoir des protections supplémentaires à celles qui sont en général incorporées aux régulateurs.

Les dégâts de la foudre concernent en premier lieu les équipements électroniques, régulateurs, onduleurs, ballasts de lampes et mesure ; les panneaux eux-mêmes sont plus rarement touchés et en cas de dégât, les diodes by-pass ou de blocage, la boîte de connexion le sont en premier. Le montant des dégâts varie en fonction de l'ampleur des équipements touchés mais il dépasse en général quelques milliers

d'euros si le système est difficile d'accès. Les quelques conseils qui suivent so minimum d'informations qui peuvent être approfondies dans la littérature[1].

Trois principes doivent être respectés pour réaliser une protection contre la fou

– conduire le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct ;

– minimiser les surfaces des boucles de masse ;

– limiter l'onde de surtension par des parafoudres.

Ce qui implique de réaliser :

– une protection par des installations extérieures (éventuellement un para nerre) pour les effets directs ;

– la pose de parafoudre pour se protéger des effets indirects.

Ces deux protections devraient être liées à une prise de terre unique pour réellement efficace.

Protection contre les coups directs

Les structures à protéger sont les grandes installations en général, les systè publics (restaurants de montagne, refuges...), les installations professionn (émetteurs, balises...) et les sites exposés ou à risque. Nous n'entrerons pas les détails de construction des différents types de paratonnerres qui doivent réalisés par des professionnels de la branche pour avoir une garantie de conformité.

Protection contre les coups indirects

Un impact sur ou proche d'une installation peut induire des surtensions des trices pour les équipements électriques. Pour s'en protéger, plusieurs me sont indispensables :

– unicité de la prise de terre ;

– réseau équipotentiel des masses des équipements électriques et conducteu bâtiment relié à la terre ;

– montage de parafoudres entre conducteurs et masse des appareils ;

– cheminement de câble évitant les boucles génératrices de surtensions lo variations rapides du champ magnétique ;

– blindage des câbles de données et télécommunications.

1. G. Moine : *Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux é renouvelables* ADEME, juin 2001.

Prise de terre

Le réseau de terre sert à évacuer le courant vers la terre et doit être équipotentiel pour ne pas créer de surtension locale lorsqu'il transporte un impact. Le meilleur système est un réseau unique et si possible maillé de conducteurs de cuivre nu de 25 mm² minimum. Ces conducteurs s'ils traversent la terre entre deux liaisons pourront éventuellement servir de prise de terre. Sinon la prise de terre devra être réalisée séparément par exemple par une boucle du même cuivre nu ceinturant le bâtiment dans le sol. Nous n'entrerons pas ici dans les détails des différentes prises de terre bien connues des monteurs en télécommunications et qui dépendent du type de sol, du type d'installation et de la facilité de montage.

Masses équipotentielles

Pour la protection des personnes, il faut s'assurer de l'équipotentialité des masses qui ne doivent pas créer de surtensions dangereuses lors d'impacts. Une structure maillée et non en étoile est conseillée avec une liaison à la barre d'équipotentialité la plus courte possible.

Parafoudres

Le parafoudre est un élément non linéaire limitant la tension au-dessous d'une valeur déterminée. Plusieurs composants différents jouent ce rôle :

– L'éclateur à gaz démarre en quelques centaines de nanosecondes et certains modèles peuvent laisser passer jusqu'à 10 kA. Son inconvénient est qu'une fois amorcé, une tension de 24 V peut suffire à continuer le passage du courant ; on monte souvent une autre varistance ou un fusible en série pour interrompre ce courant.

– La varistance est un semi-conducteur qui accepte des courants jusqu'à 50 kA mais vieillit dans le temps et lors de chaque impact, ce qui à terme la rend conductrice. Il est recommandé de monter des varistances à indicateurs d'état qui protègent également les appareils si la varistance se court-circuite en vieillissant.

– La diode Zener bidirectionnelle protège les appareils très rapidement mais peut dissiper peu d'énergie. Elle sera montée en général dans les appareils comme dernière protection.

Les paramètres du parafoudre sont déterminés en fonction du risque foudre tel que définit par la norme européenne EN 61024-1 en 4 niveaux d'efficacité (*tableau 4.10*).

Les parafoudres seront montés avant les appareils à protéger en respectant la symétrie du câblage et le maillage de masse. Les distances entre les parafoudres et les conducteurs actifs d'une part et la masse de l'équipement à protéger d'autre part doit être inférieure à 50 cm (*figure 4.25*).

La distance maximale entre un parafoudre et un élément à protéger ne doit pas dépasser 10 m, sinon monter des parafoudres à chaque extrémité des câbles.

Tableau 4.10 – Parafoudre en fonction du niveau de protection

Paramètres	Symbole	Unité	Niveau de protection			
			I	II	III	IV
Efficacité	E	%	98	95	90	80
Courant de crête	I	kA	200	150	100	100
Charge totale	Q_{tot}	C	300	225	150	150
Charge impulsionnelle	Q_{imp}	C	100	75	50	50
Énergie spécifique	SE	kJ/ohm	10 000	5 600	2 500	2 500
Raideur moyenne	di/dt	kA/us	200	150	100	100
Rayon de la sphère fictive	R	m	20	30	45	60
Distance moyenne entre les descentes	D	m	10	15	20	25

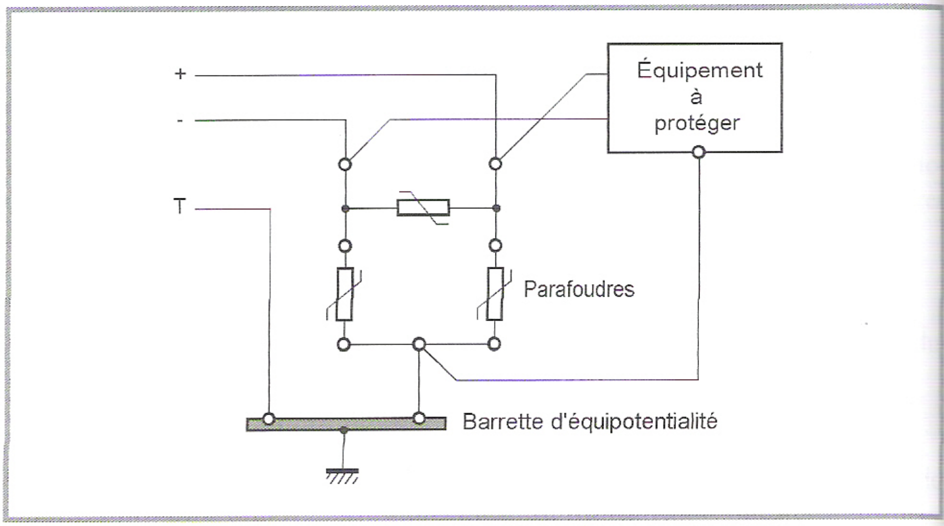


Figure 4.25 – Montage des parafoudres

Cheminement des câbles et blindage

Il faut éviter la création de boucles ou limiter au maximal leur surface par le maillage des masses. Le blindage des liaisons est excellent pour limiter les surtensions par induction mais cher. Un autre moyen est de monter les câbles dans des profilés métalliques ou de profiter du support des panneaux lui-même relié à la terre comme blindage.

Mise à la terre d'un conducteur continu

Pour une meilleure protection contre la foudre, il est préférable de relier un des deux pôles continus à la terre. Pour éviter des phénomènes de corrosion électrolytique au niveau de certains équipements (modules…), il est préférable de relier le pôle + à la terre surtout si la tension nominale est élevée. Cette mesure est effectuée notamment dans les télécommunications en 48 V. Mais en général, beaucoup d'appareils fonctionnant en 12 ou 24 V ont déjà leur masse reliée au pôle négatif, et si les conditions ambiantes (air humide et salé par exemple) ne sont pas trop défavorables, le – à la terre est plus pratique. Cette mise à la terre doit être effectuée en un seul point, si possible au régulateur. Les autres protections, disjoncteurs et fusibles seront alors montées sur l'autre polarité. On présente à la *figure 4.26* le schéma typique d'un petit système « tout » continu ; on a fait l'hypothèse que l'environnement était sec et éloigné de la mer, le – est donc à la terre.

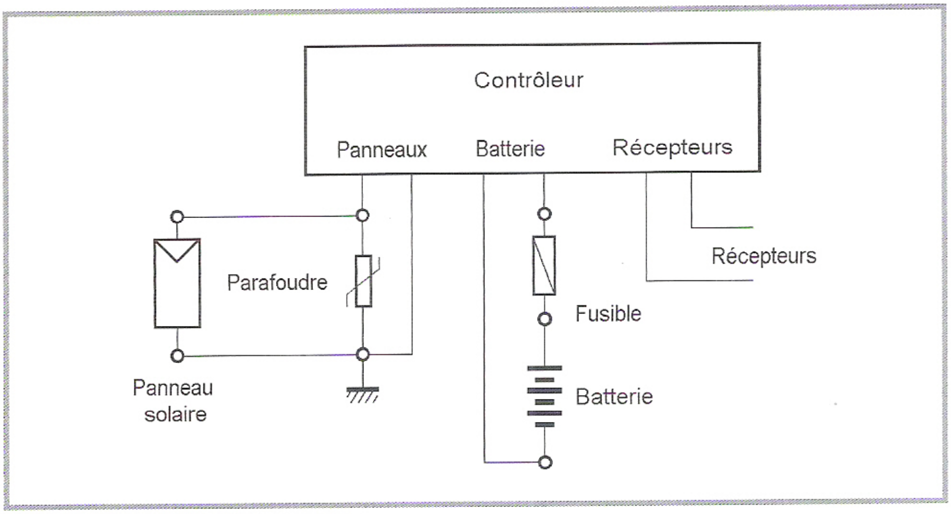


Figure 4.26 – Petit système autonome tout continu avec protections

Si l'on ajoutait un onduleur pour alimenter des appareils en 230 VAC au petit système ci-dessus, il faudrait relier la terre du petit réseau au même point que la terre du contrôleur.

Recommandations, résumé

- Protection directe pour systèmes publics, professionnels, de grande valeur ou exposés.
- Si protection directe, montage des panneaux dans la zone de protection du paratonnerre.
- Interconnexion des masses par câble cuivre nu 25 mm^2 entre panneaux et régulation.
- Câbles blindés ou posés dans des goulottes métalliques reliées à la terre à chaque extrémité.
- Interconnexions des masses entre équipements.
- Prise de terre du bâtiment en fond de fouille.
- Mise à la terre des masses au niveau du contrôleur.
- Pôle + à la terre si atmosphère humide et salée ou tension $\geqslant$ 48 V.
- Fusibles et disjoncteurs sur pôle non à la masse.
- Parafoudres proches des équipements à protéger et liaisons < 50 cm aux conducteurs.

4.5.2 Fusibles et disjoncteurs

Une distribution électrique à partir d'énergie solaire demande les mêmes protections que pour un réseau classique. Cependant, les protections côté DC sont particulières car le courant continu (qui ne passe pas par 0 à chaque alternance) est plus difficile à interrompre si un arc se produit. En 12 VDC, le danger d'arc est assez faible mais dès 24 V, avec un régulateur série, les panneaux seront parfois en tension ouverte à plus de 40 V et un arc peut se produire si deux câbles sont mal isolés ou si une connexion se détériore avec le temps. Dans les systèmes à tension continue de plus de 100 V, un mauvais choix dans les équipements de protection a été la cause de plusieurs incendies :

- En Suisse, dans un système de 500 kW à plusieurs centaines de volts, un opérateur a effectué une mesure du courant de court-circuit du champ de panneaux et lorsqu'il a voulu reconnecter en mode normal en interrompant la mesure, le courant a formé un arc qui s'est propagé et a détruit plusieurs armoires de distribution.
- Dans un petit système de 3 kW lié au réseau et fonctionnant à 100 VDC, une connexion s'est probablement desserrée, un arc s'est formé qui a détruit le coffret de distribution et l'incendie a détruit l'installation et toute la toiture du bâtiment. Dans ce cas, le problème principal était un mauvais choix de matériaux d'isolation du coffret.

Dans un système autonome, le risque principal est la forte densité d'énergie présente dans une batterie qui peut fournir plus de 100 A si les câbles ne fondent pas. Il est impératif de toujours ajouter un fusible sur la borne non à la terre de la batterie.

Dans le choix d'un disjoncteur ou d'un fusible, il faut s'assurer que la valeur du courant et de la tension nominale est valable en courant continu. Pour les grands systèmes à tension DC élevée, le matériel le plus adéquat est celui utilisé dans les transports pour l'équipement de tramway, trolleybus et trains.

4.5.3 Interrupteur programmable

Un interrupteur programmable est un équipement souvent utilisé dans les systèmes automatiques : la commande est en général temporelle mais elle peut aussi être lumineuse ou par détection de personnes ou mouvements.

Ces produits sont dérivés de versions 230 VAC ou spécialement fabriqués pour le solaire et consommer un minimum d'énergie. La *photo 4.4* montre un exemple de régulateur série incorporant une horloge programmable pour la commande d'un réfrigérateur. Le système est prévu pour offrir du vin frais dans un cabanon de vignes aux heures de dégustation : l'horloge permet de déclencher la sortie la nuit et de réenclencher à partir de 9 heures du matin pour avoir du vin frais dès 11 heures. Le régulateur comporte deux indicateurs de courant de charge 0 à 10 A et de tension de batterie à échelle dilatée entre 10,5 et 14,5 V, plage utile de mesure de la tension de batterie.[1]

- *Horloge programmable*

Ce type de produits permet à heures fixes d'enclencher des accessoires ou d'empêcher le fonctionnement de récepteurs. Il en existe des modèles avantageux avec horloge mécanique et commande par cavaliers définissants des intervalles de 15 min ou avec horloge digitale et programmation plus fine des intervalles.

- *Minuterie*

Ce produit permet de limiter dans le temps un enclenchement : l'exemple typique est la lumière dans un corridor ou autre lieu de passage. Ces circuits sont en général commandés par un interrupteur poussoir (type sonnette), ce qui permet d'en monter plusieurs en parallèle, utile si un récepteur doit être commandé depuis plusieurs endroits.

- *Interrupteur crépusculaire*

Appareil utilisé partout pour l'éclairage urbain, il en existe des versions 12 ou 24 VDC avec parfois toute la régulation incorporée. Certains circuits ont été spécialement développés pour l'éclairage d'arrêt de bus avec des fonctions d'enclenche-

1. Source : http://www.dynatex.ch

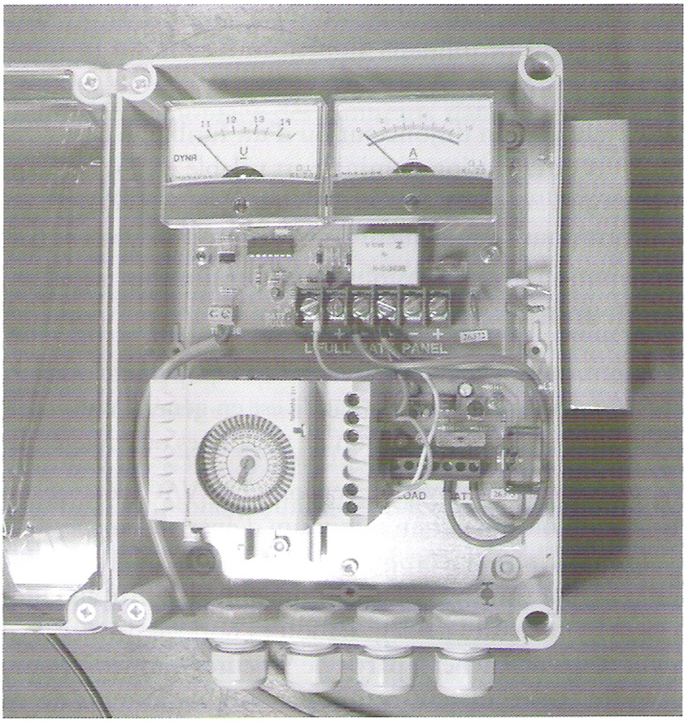


Photo 4.4 – Régulateur à horloge incorporée

ment par détections de personnes, temporisation de l'éclairage et horloge limitant le fonctionnement aux heures de passage des bus.

- *Détecteur de mouvement*

Ces appareils permettent d'allumer une lampe lorsqu'un mouvement de personne ou autre objet chaud (voiture par exemple) passe dans le champ de captage d'un détecteur infrarouge. Ces appareils incorporent en général un interrupteur crépusculaire et une minuterie limitant la durée de l'enclenchement. Quelques modèles sont disponibles en 12 ou 24 VDC.

Système 230 VAC

Il *est fortement déconseillé* d'utiliser ce type d'appareils sur un réseau 230 VAC produit par un onduleur : la plupart de ces petits circuits en 230 VAC sont alimentés sans transformateurs en abaissant la tension alternative par un condensateur. Le courant consommé est très réactif et peut facilement déstabiliser un onduleur : nous avons mesuré une consommation en attente de 65 W lorsque deux détecteurs et une minuterie étaient connectés à la sortie d'un onduleur de 250 W.

- *Interrupteur « intelligent »*

Pour les petits réseaux d'électrification rurale photovoltaïque, un fabricant espagnol[1] a développé des interrupteurs programmables à fonctions multiples : on peut choisir le fonctionnement d'un récepteur en fonction de l'état de la batterie, de l'heure et d'autres paramètres. Comme exemples d'utilisations, on peut citer du pompage d'eau ou de la ventilation lorsque la batterie est pleine, ce qui permet de consommer l'excédent solaire qui serait perdu et l'enclenchement de machines seulement si la batterie est assez chargée et en milieu de journée lorsque l'ensoleillement est maximum.

4.5.4 Mesure

On propose ici de donner quelques recommandations dans le choix d'appareils et de la méthode permettant de s'assurer du bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome. Cette liste est centrée autour du composant le plus important à suivre et mesurer qu'est la batterie. Une batterie se mesure différemment suivant son régime : durant la charge, la tension donne une idée peu précise de son état car elle dépend du courant et de l'état de charge, il faut donc soit mesurer la batterie à vide, soit la mesurer le soir (sans soleil) lorsqu'un petit courant (1 à 2 % de sa capacité) est soutiré et que sa résistance interne ne perturbe pas trop la mesure. Cependant la mesure de la tension va varier avec l'âge de la batterie et à capacité équivalente, on peut perdre 0,2 à 0,4 V : à petit courant (C_{100}) une batterie tubulaire neuve aura une capacité de 30 % à 11,8 V alors que quelques années plus tard, cette capacité sera mesurée à 11,4 V.

Équipement indispensable

On fait l'hypothèse que ces appareils ne sont pas intégrés au contrôleur, sinon leur utilité ferait double emploi.

- *Carnet de bord – manuels*

Le premier équipement indispensable est un carnet de bord, un classeur, ou tout autre moyen de mémoire où l'on note au départ toutes les informations décrivant le système et ensuite la date et les mesures et actions effectuées (changement de batterie, ajout de récepteurs…). Avec le carnet de bord, on conserve les manuels et mode d'emploi des équipements.

- *Pèse-acide*

Si la batterie est ouverte, un pèse-acide (coût quelques euros) suffit à s'assurer de sa capacité et de son état. Le *tableau 4.11* présente un exemple de feuille de relevés périodiques permettant de suivre un système autonome. Une densité ne changeant

1. Trama Tecno Ambiental S.L., C/Ripollès, 46, 08026 Barcelona, Catalonia, Spain.

pratiquement pas entre l'état déchargé (< 12 V) et l'état chargé est une indication claire de batterie « âgée » ayant perdu sa capacité.

Tableau 4.11 – Table de relevés de l'état de la batterie (12 V, 6 éléments)

Date	Tension	Élément 1	Élément 2	Élément 3	Élément 4	Élément 5	Élément 6	Remarque

- *Multimètre*

Un multimètre est également fortement recommandé (indispensable si la batterie est fermée) car il permet de mesurer toutes les tensions qui permettront d'effectuer un diagnostic en cas de doute sur la santé du système.

Équipement recommandé

- *Mesure du courant*

Un ampèremètre indiquant le courant des panneaux permet de suivre et constater éventuellement une défaillance des panneaux.

- *Mesure de l'énergie*

Un ampère-heure mètre offre en plus de la mesure des courants du système la mesure de la capacité en Ah en entrée et en sortie, ce qui permet de prévoir l'évolution de la batterie en comparant la demande avec la production.

Équipement professionnel

Pour les systèmes professionnels devant assurer une fourniture à très grande fiabilité, des appareils de mesure stockant les informations (data logger) sont très utiles. L'utilisateur peut alors sur place charger les informations accumulées sur plusieurs mois ou, suivant le système, accéder par modem régulièrement pour contrôler à distance la santé de l'installation. Les informations typiques mesurées sont la tension de batterie, le courant des panneaux, le courant des récepteurs, le rayonnement solaire, les températures ambiantes, des panneaux et des batteries…